

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Технология проведения безостановочного ремонта магистрального нефтепровода»	
УДК 622.692.4.053.074:622.243.23	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Кривенков А.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОНД	Радюк К.Н.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОКД	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Кривенкову Александру Владимировичу

Тема работы:

«Защита газопроводов от коррозии при подземной прокладке»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3032/с от 27.04.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

18.06.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования являются современные методы проведения ремонта на магистральных нефтепроводах.

В расчетной части провести расчет условного нефтепровода «20S20» имеющего диаметр 1220мм и толщину стенки 12мм на прочность, предотвращение недопустимых пластических

	колебаний и общую устойчивость.
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение основных нормативных документов и обзор литературных источников; 2. Анализ технологий устранения дефектов на магистральных нефтепроводах без остановки перекачки и определение условий, в которых целесообразно их применение; 3. Рассмотрение технологии ремонта устранения дефекта подходящим методом без остановки перекачки на виртуальном магистральном нефтепроводе с заданными параметрами; 4. Проведение расчета на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода. <p>Дополнительные разделы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; • «Социальная ответственность».

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Абраменко Никита Сергеевич, ассистент ОКД

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.03.2018г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОНД	Радюк К.Н.			01.03.2018г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
--------	-----	---------	------

2Б4Б	Кривенков Александр Владимирович		01.03.2018г
------	----------------------------------	--	-------------

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Кривенков Александр Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на приобретение композитного материала, его установку, подготовку к установке, демонтаж и установка новой изоляции на магистральный нефтепровод
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	–Технико-экономическое обоснование установки композитной муфты на магистральный нефтепровод
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	– Расчет сметы на установку композитной муфты
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	– расчет экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчетные формулы 2.Таблицы:	<ul style="list-style-type: none"> • Нормы времени на установку композитной муфты на МН; • Затраты на спецоборудование; • Материалы и комплектующие; • Затраты на оплату труда; • Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний; • Амортизация основных средств; • Накладные расходы; • Смета затрат на выполнение проектно-изыскательских работ;
------------------------------------	--

3.График:

- Структуры затрат на выполнение работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Кривенков Александр Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Кривенков Александр Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Условным рабочим местом является магистральный нефтепровод «20N20», применяемый для транспортировки нефти. Исследуемый участок расположен в пределах Томской области.</p> <p>Установка ремонтных конструкций на магистральный нефтепровод без остановки перекачки.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ul style="list-style-type: none"> – СНиП 23-05-95; – ГОСТ 12.0.003-2015; – ГОСТ 5542-2014; – Постановление Минтруда РФ от 12.05.2003 N 27; – ГОСТ Р 51164-98.; – ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ.; – ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ.; – Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 13.07.2015)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Работа непосредственно связана с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда.</p> <p>К таким факторам можно отнести:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума; 2. Повышенным уровнем общей вибрации; 3. Факторы с повышенным уровнем ионизирующих излучений; 4. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения.
--	--

<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Также во время работ могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Факторы связанные с электрическим током; 2. Факторы физической природы (обусловленные свойствами воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться и т.п.); 3. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Проанализировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Воздействие объекта на литосферу; • Воздействие объекта на гидросферу; • Воздействие объекта на атмосферу; • Воздействие объекта на биосферу. <p>Разработать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Аварийный разлив нефти на поверхность земли, может произойти отрицательное воздействие на поверхность земли, воды, и атмосферный воздух. Последствия загрязнения проявляются в течение длительного времени.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<ul style="list-style-type: none"> – режимы труда и отдыха – компоновка рабочей зоны.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Кривенков Александр Владимирович		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2018г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2016	<i>Характеристика условного производственного объекта</i>	10
28.03.2016	<i>Введение</i>	10
15.04.2016	<i>Анализ существующих технологий ремонта трубопровода</i>	20
29.04.2016	<i>Анализ современных технологий ремонта трубопровода без остановки перекачки и выбор оптимальной</i>	20
05.05.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
12.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2016	<i>Заключение</i>	10
25.05.2016	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОНД	Радюк К.Н.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 103 с., 6 рис., 13 табл., 26 источника.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, ремонтная конструкция, дефект трубопровода, композитная муфта, КМТ, ремонт трубопровода, ремонт без остановки перекачки.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод «20S20» с диаметром 1220 мм и толщиной стенки 12 мм.

Цель работы – выбор наиболее эффективных технологий ремонта магистрального нефтепровода без остановки перекачки.

В процессе исследования проводился анализ существующих технологий ремонта без остановки перекачки, а также был рассмотрен ремонт дефекта на нефтепроводе без остановки перекачки с использованием современной технологии. Был проведен расчёт магистрального нефтепровода на устойчивость и прочность.

В результате исследования был произведен выбор универсальной технологии, которая отвечает современным требованиям ремонта.

Область применения: данная технология применяется для ремонта любого дефекта на нефтепроводе без остановки перекачки и позволяет производить при этом замену участка.

Экономическая эффективность/значимость работы: в результате анализа был сделан вывод, что применение современных технологий ремонта нефтепровода финансово выгодно, т.к. экономический эффект от ремонта участка длиной до 1000м без остановки перекачки может достигать 60млн. рублей относительно замены дефектного участка традиционным методом.

Сокращения

В ходе процесса работы ВКР применены следующие сокращения:

- МН – магистральный нефтепровод;
- ВТД – внутритрубная диагностика;
- ДДК – дополнительный дефектоскопический контроль;
- КМТ – композитно-муфтовая технология;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- РД – руководящий документ;
- ППР – план производства работ;
- ТЗ – техническое задание;

Оглавление

Введение.....	16
1. Общая часть	18
1.1. Классификация магистральных нефтепроводов	18
1.2. Классификация повреждений МН.....	18
1.3. Виды ремонта трубопровода.....	21
1.4. Требования к проведению ремонта	23
2. Техничко - Технологическая часть.....	26
2.1. Анализ проведения ремонта без остановки перекачки по композитно – муфтовой технологии	26
2.1.1. Сущность метода ремонта по композитно – муфтовой технологии	27
2.2.1 Анализ и сущность метода ремонта трубопровода с помощью композитных манжет ClockSpring.....	29
2.2.2 Анализ и сущность метода ремонта трубопровода с помощью композитного гибкого материала по технологии WetWrap	33
2.2.3 Сравнение технологии ClockSpringсWetWrap.....	34
2.3 Анализ и сущность ремонта трубопровода по технологии STOPPLE.....	38
2.3.4 Сравнение технологий ремонта методом установки ремонтных конструкций с технологией STOPPLE.....	40
2.4 Технологическая часть	43
2.4.1 Характеристика дефекта и его технические решения	44
2.4.2 Отвод земель.....	45
2.4.3 Сведения о местах размещения баз материально-технического обеспечения	46
2.4.4 Определение последовательности ремонта на основе обоснования организационно-технологической схемы	47
2.4.5. Обозначение коммуникаций и передача участка трубопровода подрядчику	52
2.4.7 Устройство временных переездов	54
2.4.8 Методы производства работ.....	55
2.4.9 Определение и обозначение местоположения дефекта	56
2.4.10 Вскрытие трубопровода.....	57
2.4.11 Уточнение местоположения дефекта	59
2.4.12 Снятие изоляции.....	59
2.4.13 Проведение дополнительного дефектоскопического контроля	60
2.4.14 Проведение ремонта по технологии STOPPLE	60

					Технология проведения безостановочного ремонта магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кривенков А.В.			Оглавление		Лит.	Лист
Руковод.		Радюк К.Н.						14
Консульт.								103
Рук-ль ООП		Брисник О.В.					ТПУ гр. 254Б	

2.4.15 Восстановление изоляции	61
2.4.16 Засыпка котлована.....	62
3 Расчетная часть.....	64
3.1 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении	65
3.2. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций	67
3.3 Проверка общей устойчивости трубопровода.....	69
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	74
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективностям проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережение.....	74
4.2 Расчет затрат на установку композитных муфт	75
4.3 Расчет экономической эффективности	80
5. Социальная ответственность.....	82
5.1 Производственная безопасность.....	82
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	84
5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	86
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
5.7 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	98
Заключение	100
Список литературы:	101

Введение

Безаварийная эксплуатация магистральных нефтепроводов наиболее тесно связана с работоспособностью трубы и зависит от их эксплуатационной надежности, которая, в свою очередь, в процессе длительной эксплуатации, неизбежно снижается в результате развития дефектного состояния. В настоящее время нефтяные компании, занимающиеся магистральным транспортом нефти, стремятся к снижению аварийности и повышению безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Основным способом ремонта магистральных нефтепроводов и восстановления его работоспособности является вырезка дефектного участка трубопровода и последующая замена его на новый участок. Данный способ ремонта требует остановки перекачки нефтепровода. С каждым годом число дефектов растет, следовательно, увеличивается и количество вырезок, что достигает таких объемов, которые становятся неприемлемыми по материально-техническим затратам. Исходя из вышесказанного, в российской и зарубежной практике ремонта магистральных трубопроводов большое распространение получили ремонтные конструкции, не требующие остановки перекачки нефтепродукта и вырезки дефектного участка. Дефекты на магистральных трубопроводах устраняются в результате установки ремонтной конструкции на эксплуатирующийся трубопровод. Следовательно, выбранная тема является актуальной в настоящее время.

Цель работы – выбор наиболее эффективных технологий ремонта магистрального нефтепровода без остановки перекачки.

Задачи, поставленные к работе:

1. Анализ технологий устранения дефектов на магистральных

					Технология проведения безостановочного ремонта магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кривенков А.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					16	103
Консульт.						ТПУ гр. 254Б		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						

2. нефтепроводах без остановки перекачки и определение условий, в которых целесообразно их применение.

3. Рассмотрение технологии ремонта устранения дефекта подходящим методом без остановки перекачки на виртуальном магистральном нефтепроводе с заданными параметрами;

4. Проведение расчета на прочность и устойчивость магистрального нефтепровода

					Введение	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Общая часть

1.1. Классификация магистральных нефтепроводов

Как и магистральные газопроводы, нефтепроводы тоже классифицируются, но в зависимости от диаметра трубопровода[1]:

- Класс I при номинальном диаметре свыше $D_N 1000$ до $D_N 1200$ включительно;
- Класс II при номинальном диаметре свыше $D_N 500$ до $D_N 1000$ включительно;
- Класс III при номинальном диаметре свыше $D_N 300$ до $D_N 500$ включительно;
- Класс IV при номинальном диаметре свыше $D_N 300$ и менее.

1.2. Классификация повреждений МН

Дефект магистрального трубопровода – это несовпадение с нормой геометрических параметров трубы, качества материала трубы, сварного шва, а также несоответствие требований к действующим нормативным документам, при изготовлении самой трубы, эксплуатации или строительстве трубопровода. В том числе не допускаются соединительные детали и конструктивные элементы, устанавливаемые на магистральном трубопроводе, если обнаруживаются отклонение путем применения внутритрубной диагностики, приборным или визуальным контролем.

					Технология проведения безостановочного ремонта магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кривенков А.В.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					18	103
Консульт.						ТПУ гр. 254Б		
Рук-ль ООП		Брцсник О.В.						

Таблица 1. Виды дефектов по классификационным признакам.

Классификационный признак	Виды дефектов
Технологическое происхождение (прокат)	<ul style="list-style-type: none"> • Вмятина – местное углубление формы и различной величины. Образуется от металлической крошки, вдавливания валками окалины или случайных механических ударов; • Окалина – это окислы металла. Они располагаются на отдельных участках или по всей поверхности трубопровода. Причина такого вида – охлаждение нагретого металла; • Трещина – разрыв металла в виде узкой полосы. На поверхности металла может иметь любое направление; • Включение – это загрязнение, неметаллическое или металлическое, различной формы и величины. Отличается своим химическим составом, микроструктурой и механическими свойствами, которые вызывают несплошность поверхности металла;

	<ul style="list-style-type: none"> Царапины – это произвольно направленное механическое повреждение металла его поверхности. Обычно образуется при транспортировке и складировании трубопровода.
Механическое происхождение	<ul style="list-style-type: none"> Царапины на внешней поверхности трубы без зазубрин; Задиры – то же, но с зазубринами; Забоины – повреждения с острыми краями от удара; Вмятины – то же, что и забоины, но без острых краев.
Коррозионное происхождение	<ul style="list-style-type: none"> Сплошная коррозия – это коррозия, которая охватывает обширную площадь металла трубы его поверхности; Местная коррозия – это коррозия, которая охватывает отдельные участки металла трубы его поверхности; Межкристаллическая коррозия – это коррозия, которая распространяется по границам кристаллов (зерен) металла.

Классификация дефектов нефтепровода:

1. Дефекты геометрии трубы (изменение формы трубы)

1.1 Вмятина;

1.2 Гофр;

1.3 Овальность.

2. Дефекты стенки трубы:

2.1 Потеря металла;

2.2 Риска (царапина, задир);

2.3 Расслоение;

2.4 Расслоение в околошовной зоне;

2.5 Трещина.

3. Дефекты сварного шва (Дефекты непосредственно в сварном шве или в околошовной зоне);

4. Комбинированные дефекты;

5. Недопустимые конструктивные элементы (Это элементы или соединительные детали, не соответствующие к требованиям действующих НТД).

1.3. Виды ремонта трубопровода

На сегодняшний день в ПАО «Транснефть» согласно РД [2] существуют два вида технологии ремонтов дефектов на нефтепроводах методом установки ремонтных конструкций:

- временные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на непродолжительный промежуток времени;
- постоянные – восстанавливают несущую способность дефектного трубопровода (секции) на все дальнейшее время эксплуатации трубопровода.

Вышеприведенная классификация была получена в результате испытания трубопроводов с дефектами, отремонтированными разнообразными видами ремонтных конструкций. Был проведен анализ и исследование уровня состояния реально эксплуатируемых трубопроводов

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

специалистами компании. Данные исследования позволили выявить зависимости, на основании которых мы можем определить максимально напряженное состояние, а также произвести расчет прочности трубопровода при определенных условиях состояния. Были также проведены испытания на долговечность натурных образцов труб и определены несущая способность каждой исследуемой конструкции (ремонтной) при статических нагрузках с повышенным внутренним давлением.

К постоянным методам ремонта относится монтаж ремонтных конструкций, как например:

- установка ремонтных конструкций;
- шлифовка;
- заварка коррозионных и механических повреждений труб и сварных швов;
- ремонт сваркой наружных дефектов кольцевых стыков трубопроводов.

Согласно РД [2] к ремонтным конструкциям относятся:

постоянные ремонтные конструкции:

- композитная муфта, монтируемая по КМТ (П1, П1ВД);
- галтельная муфта для ремонта поперечных сварных швов (ПЗ, ПЗВД);
- композитная муфта для ремонта отверстий, патрубков ремонтной конструкции П7, монтируемая по КМТ (П1П7);
- сварная галтельная муфта с технологическими кольцами (П5); обжимная приварная муфта с технологическими кольцами (П2, П2ВД);
- удлиненная сварная галтельная муфта с технологическими кольцами для ремонта поперечных сварных швов и дефектов в стенке трубы, примыкающих к поперечному сварному шву и

					Общая часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- расположенных в зоне шириной до $(0,75 \cdot DN - 100 \text{ мм})$ в каждую сторону от поперечного сварного шва (П5У);
- удлиненная галтельная муфта для ремонта гофров с заполнением антикоррозионной жидкостью (П6, П6ВД); галтельная муфта с короткой полостью с заполнением антикоррозийной жидкостью для ремонта поперечных сварных швов и чоппиков с примыканием к поперечному шву (П4, П4ВД);
- композитная муфта для ремонта вантузов, монтируемая по КМТ (П1В);
- патрубок с усиливающей накладкой для ремонта патрубков, отверстий и несанкционированных врезок (П7);
- муфтовый тройник для ремонта вантузов, сигнализаторов пропуска средств очистки и диагностирования, отборов давления, патрубков, отверстий и несанкционированных врезок (П8, П8ВД);
- разрезной тройник заводского изготовления для ремонта патрубков, отверстий и несанкционированных врезок (П9, П9ВД);
- герметизирующий чоппик для ремонта отверстий (П10);

Временные ремонтные конструкции:

- муфта В1 приварная необжимная муфта с технологическими кольцами и заполнением антикоррозионной жидкостью;
- муфта В2 приварная муфта с коническими переходами и заполнением антикоррозионной жидкостью.

1.4. Требования к проведению ремонта

При проведении капитального ремонта на магистральном нефтепроводе, то есть устранение дефектов, следует выполнять при давлении до 2,5 МПа

					Общая часть	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Каждый ремонт, который производился на нефтепроводе, должен быть занесен в паспорт данного трубопровода. При ремонте разрешается применять ремонтные конструкции, имеющие паспорт. Также они должны быть выполнены по техническим условиям и конструкторской документации, разработанной в заводских условиях. Изготовленные на трассовых (полевых) условиях ремонтные конструкции и муфты использовать запрещено.

Приварным муфтам следует иметь паспорт, сертификаты на используемые материалы и маркировку и быть изготовлены только в заводских условиях с применением технологических карт и конструкторской документации.

Все используемые и применяемые ПАО «Транснефть» виды муфт изготовлены из прямошовных и бесшовных новых (не бывших в эксплуатации) труб, предназначенные для строительства магистральных трубопроводов из листового материала.

Изготавливают муфты из низколегированных марок сталей, таких как 17Г1С-У, 13Г1С-У, 10ХСНД, 09Г2С или их аналогов. В случае, если прочность металла трубы и муфты одинаковая, то толщину стенки муфты берут не менее толщины стенки нефтепровода. Если металл, из которого изготовлена муфта, имеет меньшую нормативную прочность, то номинальная толщина автоматически увеличивается согласно СНиП 2.05.06-85* «Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы» [1] (п. 7.3). Превышение толщины стенки муфты над толщиной стенки ремонтируемого нефтепровода не должна превышать более чем на 20 %. Превышение возможно лишь в том случае, если происходит округление толщины стенки муфты до значения толщины листа, являющийся стандартным.

При установке муфты на ремонтируемый трубопровод, все элементы муфты должны иметь одинаковую толщину. При монтаже муфты на сварной

					Общая часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

кольцевой шов с дефектом, соединяющий две трубы, которые имеют разную толщину стенок (так называемые дефект «разнотолщинность стыкуемых труб»), следует учитывать наименьшую толщину стенок трубопровода.

Такие дефекты как: трещина, риска, вмятина, закат и задир, не допускаются на поверхности муфты.

Перед установкой муфты, с ремонтируемого нефтепровода, тщательно удаляется изоляционное покрытие для последующей обработки поверхности. После этого определяется точно тип и фактические параметры дефекта, появившегося на трубопроводе, с последующим составлением акта дефектоскопического контроля для верного выбора типа ремонтной конструкции.

Длина устанавливаемой муфты на ремонтируемый нефтепровод выбирается в зависимости от длины дефектного участка и требований на ее установку.

Перед установкой и приваркой муфты непосредственно на трубопровод, производится проверка на наличие дефектов в стенке трубы в местах, куда будет производиться приварка элементов муфты и самой муфты к трубе. В случае, если происходит обнаружение дефектов в стенке трубопровода, приварка муфты на данном участке запрещается.

Не допускается подъем или опускание нефтепровода при работах связанных с монтированием муфты на трубопровод. После установки муфты, все имеющиеся сварные швы проходят стопроцентный радиографический контроль. Также проводится контроль сварных швов и околошовных зон в соответствии с РД -19.100.00-КТН-001-10 «Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов» [3].

					Общая часть	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Техничко - Технологическая часть

2.1. Анализ проведения ремонта без остановки перекачки по композитно – муфтовой технологии

Сама технология была разработана зарубежной фирмой «BritishGas». До сегодняшнего времени эта технология довольно успешно применяется во всех компаниях, которая направлена в нефтегазовой отрасли. Этот метод основан на применении стальных муфт с кольцевым зазором, имеющий специальный затвердевающий композитный состав. Устанавливается на трубопровод.

Достоинства этой технологии:

1. Уменьшение количество ремонта метода врезки катушек, вследствие чего:

1.1. Не требуется остановки работы самого трубопровода во время ремонта (перекачки нефти);

1.2. Значительно снижается стоимость ремонта и объем работы;

1.3. Повышается экологическая безопасность.

2. Повышение безопасности ремонта, в пользу отсутствия сварочных работ;

3. Полное восстановление отремонтированных частей трубопровода, а именно ресурс и прочность;

4. Усовершенствование технологии ремонта дефектов нефтепровода различных размеров и типов.

5. Возможность провести планового выборочного ремонта на участке, который имеет дефект, при минимальном значении рабочего давления (перекачки нефти).

Для обеспечения общего подхода к проведению и планированию ремонтных работ на МН по этой технологии в ПАО «Транснефть»

					Технология проведения безостановочного ремонта магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кривенков А.В.				Технико-технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Радюк К.Н.						26	103
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП	Брицник О.В.							

разработан информационно – справочный материал – «Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов»[4].

По результатам внутритрубной диагностики разработали программный комплекс «Реріре», для того, чтобы обеспечить автоматического выявления параметров ремонтных частей при ремонте магистральных нефтепроводов по композитно – муфтовой технологии.

2.1.1. Сущность метода ремонта по композитно – муфтовой технологии

Сущность метода заключается в том, что на участке трубопровода, имеющего дефект, устанавливается композитно – муфтовая ремонтная конструкция. Она обеспечивает долговечность и прочность отремонтированного участка трубы вплоть до уровня идеального трубопровода при воздействии циклических и статических нагрузок.

Состав композитно – муфтовой конструкции это стальная муфта, сваренная из двух полумуфт, устанавливающееся на трубе по центру дефекта с зазором от 6 до 40 мм. Возможность ремонта трубы, имеющие дефекты изгиба продольной оси и геометрии трубы, позволяет из – за большого допуска кольцевого зазора. Концы этого зазора заполняют затвердевающим герметиком, а для боковых зазоров применяется герметизирующие мастики «ДАМАС» по ТУ – 2257 – 050 – 18563945 – 2003.

Вследствие образования объёма между муфтой и трубой заполняется композитным составом «Дэка», который используется для перемещения нагрузки с ремонтируемого части трубопровода на муфту.

Во время ремонтных работ с использованием муфтово – композитной технологии давление в области дефекта должна быть низким из – за безопасности проведения обследования дефектных частей трубопровода, на время отверждения состава композитного и установки конструкции. Процесс

					Технико-технологическая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

снижения рабочего давления во время ремонта магистральных нефтепроводов по этому методу разработан в «Методика проведение выборочного ремонта трубопроводов композитно – муфтовым методов на основе результатов внутритрубной диагностики».

Муфты, применяемые для ремонта трубы (с дефектом), могут эксплуатироваться на трубы с изгибом, радиус изгиба которого должен быть не менее $1,5 \cdot D_n$ и на прямые трубы.

Ремонтная муфта, имеющая сварное соединение полумуфт, составлена из двух подобных полумуфт. Они свариваются между собой, естественно, сварными швами. При этом ремонтная муфта не приваривается к трубопроводу. На боковых кромках полумуфт имеется место под сварку. В химический состав полумуфт входит листовая сталь, у которой характеристика прочности металла муфты должна быть не ниже значения прочности металла трубы, также толщина стенки самой муфты тоже не должна быть ниже толщины стенки ремонтируемого трубопровода.

Нижняя полумуфта имеет два входных патрубка, для того, чтобы можно было подсоединить гибкие шланги. По ним будет подаваться сам композитный состав. Если задать вопрос, почему два патрубка – один из них будет основным, а другой резервным. В случае засорения основного патрубка, переходят на резервный.

Верхняя полумуфта имеет два выходных патрубка. Кроме этого, имеются еще 3 ряда контрольных отверстий для контроля уровня композитного состава и выпуска воздуха.

Для того, чтобы регулировать величину зазора между трубой и муфтой в каждой полумуфте имеются по четыре резьбовых отверстия, которые вводят установочные болты. Эти болты выполняют роль регулировки зазора.

Для ремонтных трубопроводов, имеющие диаметры: 530, 720, 820, 1020 и 1220 мм используются муфты длиной: 1000, 1500, 2000, 2500, 3000 и

					Технико-технологическая часть	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3500 мм. Трубопроводы, которые имеют меньшие диаметры такие как: 219, 273, 277, 325, 377 и 426 мм применяются муфты длиной: 500, 750, 1000, 1250, 1500, 1750, 2000, 2250, 2500, 2750, 3000, 3250 и 3500 мм.

В частном случае, если длина муфты превышает 3500 мм, то применяется сварная составная муфта, которая состоит из нескольких количеств муфт. Они располагаются встык друг с другом и соединены кольцевым швом[4].

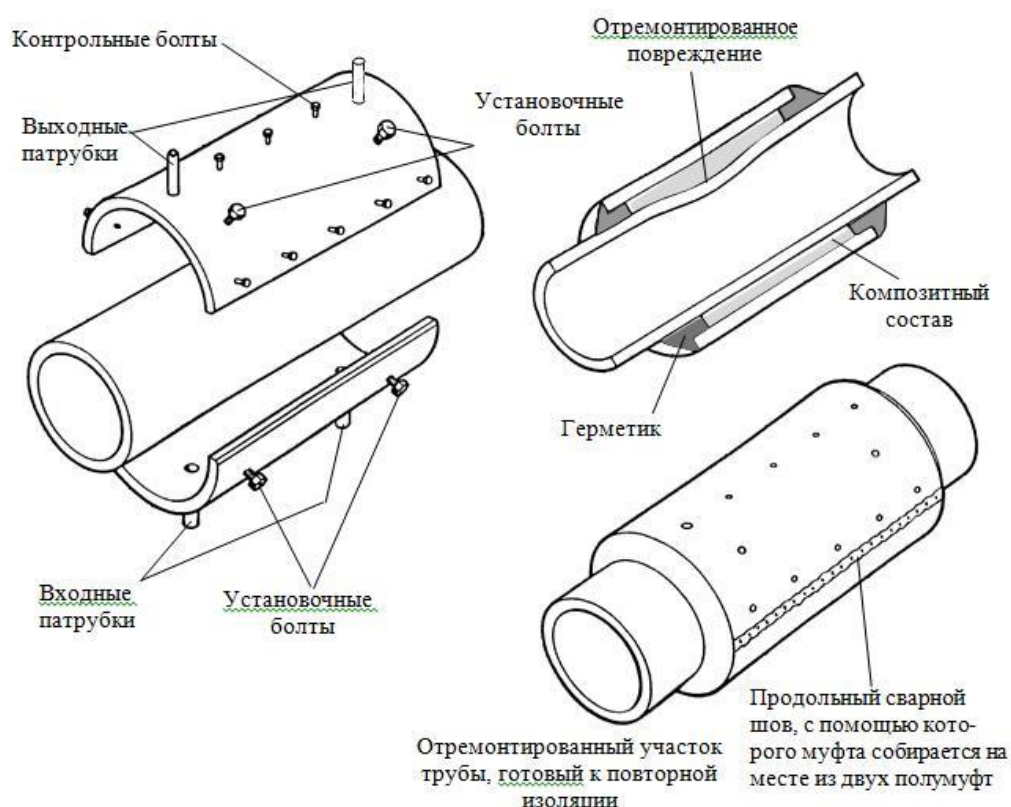


Рисунок 1–Ремонтная муфта со сварным соединением полумуфт

2.2.1 Анализ и сущность метода ремонта трубопровода с помощью композитных манжет Clock Spring

Данная технология значительно требует меньше затрат и менее трудоемкая для ремонта участка с образовавшимся дефектом с помощью композитных манжет Clock Spring. Она позволяет перераспределить возникающие напряжения, соответственно предотвращая развитие дефекта.

А также, исключая избыточные деформации стенки трубы и сохраняя этим эксплуатационные характеристики трубопровода.

Ремонт с использованием композитных манжет Clock Spring должен:

- производиться без вырезки купона;
- осуществляться без вывода трубопровода из эксплуатации;
- выполняться раз и навсегда;
- быть рентабельным;
- иметь полностью предсказуемый, подтвержденный с помощью математических расчетов результат;
- иметь абсолютно однозначную процедуру выполнения;
- соответствовать или превосходить требования стандарта;
- быть эффективным для всех типов марок стали трубы, а также для всех диаметров;
- быть полностью контролируемым и наблюдаемым;
- полностью восстанавливать несущую способность трубы;
- не зависеть от места его выполнения и условий окружающей среды.

Манжета представляет собой полосу высокопрочного композитного материала на основе однонаправленного специального стекловолокна с матричной памятью свёртывания. В рабочем положении она похожа на свернутую часовую пружину(рисунок 2).

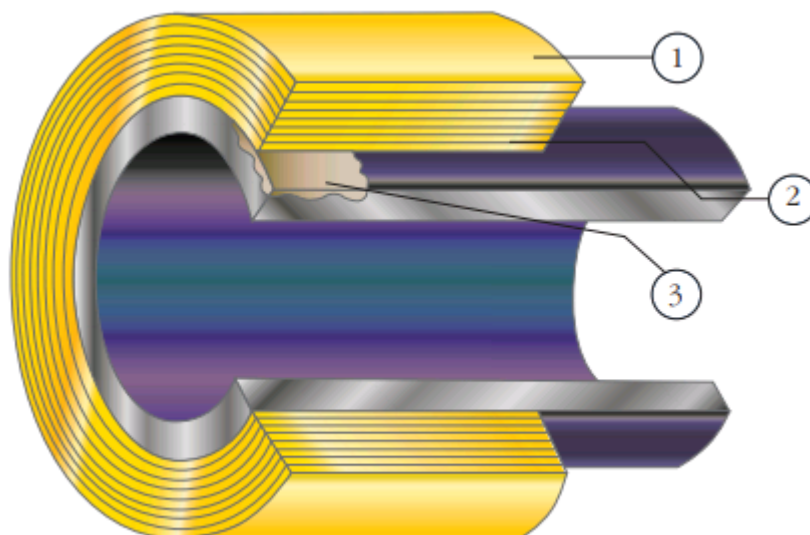


Рисунок 2 – Композитная манжета Clock Spring.

1. Полоса композитного материала имеющего высокопрочную однонаправленную структуру;
2. двухкомпонентный высокопрочный адгезив;
3. мастика для передачи нагрузки с высоким сопротивлением сжатию.

Принцип работы:

Манжета предотвращает аварии, ликвидируя нагрузки до допустимых в местах дефектов, помимо этого расширяется зона упругих деформаций в тех местах, где значительного истончились стенки трубопровода [5].

Передача избыточной нагрузки со стенок трубопровода на манжету и ее плотность прилегания к поверхности трубы обеспечивается за счет:

- матричной памятью;
- установкой манжеты при пониженном давлении.
- адгезивом, не позволяющим слоям манжеты перемещаться друг относительно друга и стенок трубы;
- специальной мастикой, заполняющей все неровности и передающей нагрузку в местах дефектов;

Установленная манжета получает нагрузку сразу, после возвращения рабочего давления, при этом работает «без люфта», потому что растягивается в радиальном направлении одновременно со стенками трубы при увеличении или уменьшении давления.

Высокий модуль упругости именно в направлении по окружности трубы и отсутствие зоны пластических деформаций вплоть до точки разрыва позволяют манжете, растягиваясь, брать на себя и равномерно перераспределять по всей длине волокон часть создаваемой давлением внутри трубопровода нагрузки.

Если участок трубопровода с установленной манжетой работает в зоне упругих деформаций, которые определяет модуль Юнга для металла, то манжета успешно перераспределяет все локальные избыточные напряжения, которые возникают в месте дефекта. Тем самым исключается влияние этих дефектов на несущую способность трубы, а развитие их останавливается. Помимо этого, манжета принимает 1/6 часть общей нагрузки, повышается предел зоны для первичных упругих деформаций трубопровода примерно на 18%.

Если повышается предел упругости для участка трубы и она начинает переходить в зону пластических деформаций, то манжета растягивается, принимая на себя всю избыточную нагрузку, находящуюся за пределами упругости. И вынуждает трубу перейти обратно в зону упругих деформаций. Если давление в трубопроводе продолжает расти и металл опять начинает течь, то манжета снимает и эту избыточную нагрузку, снова возвращая трубу в зону упругих деформаций. Таким образом, вероятность аварии из-за разрыва “текущего” металла исключается [6].

Способность манжеты Clock Spring снимать локальные напряжения и расширять зону упругих деформаций трубы позволяют ей сдерживать развитие стресс-коррозии и предотвращать лавинообразное разрушение трубы.

2.2.2 Анализ и сущность метода ремонта трубопровода с помощью композитного гибкого материала по технологии Wet Wrap

Полотно ремонтной манжеты выполнено из гибкой ткани, сплетённой из стекловолокна. Перед установкой на трубу это полотно пропитывается смолой со стороны, прилегающей к ремонтируемой поверхности. После пропитки ткань обматывается вокруг ремонтируемого участка. Количество витков и натяжение определяются требуемой степенью прочности. Стекловолокно обеспечивает прочность, а смола является связующей основой, удерживающей манжету и предохраняющей её от воздействия окружающей среды в процессе эксплуатации.

Недостатки этого метода:

- соотношение смолы и стекловолокна,
- степень полимеризации смолы,
- выравнивание стеклоткани и равномерность её натяжения при ремонте,
- имеют большой разброс значений и с трудом поддаются контролю.

Даже число витков зависит от конкретных условий. Практически все механические свойства, включая натяжение и модуль упругости (модуль Юнга), не постоянны и зависят от того, как выполнена установка манжеты. Именно поэтому эффективность ремонта с помощью этих манжет и продолжительность сохранения ими эксплуатационных качеств непредсказуемы. Условия, в которых выполняются ремонтные работы, также могут негативно влиять как на сам процесс ремонта, так и на надёжность результатов.

Крайне существенно и то, что плетёная структура впитывает влагу, и снижается прочность манжеты. Преимущества тоже очевидны. С использованием этой технологии можно ремонтировать трубные изделия

					Технико-технологическая часть	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сложной формы и фитинги. Однако здесь выравнивание стеклоткани, поддержание натяжение и требуемой степени насыщения смолы при работе достижимы ещё сложнее, а надёжность и эффективность ещё менее предсказуемы. Ремонт с помощью пропитанной ткани из плетёного стекловолокна можно считать эффективным методом лишь для трубопроводов с рабочим давлением до 3.5 МПа, а также фитингов и трубных изделий сложной формы - чаще всего на нефтеперегонных заводах и нефтеперерабатывающих производствах [7].

2.2.3 Сравнение технологии Clock Spring с Wet Wrap

Известно, что имеется два вида структуры манжеты – это плетеная и однонаправленная.

Полотно стеклополимерной ленты:

1. может иметь плетёную анизотропную структуру (knitted&embeddedinresin - Ke), аналогичную структуре полотна, используемого в технологии Wet Wrap;
2. может изготавливаться по технологии FullCure и иметь однонаправленную структуру (unidirectionalglass) стекловолокна.

В последнем случае волокна стеклополимерной ленты расположены и тщательно выровнены в одном направлении для того, чтобы максимизировать прочность манжеты в направлении по окружности трубы (hoopdirection).

Стекломасса изготавливается путём сплавления оксидов металлов при температуре порядка 1200°C с дальнейшим скручиванием получившейся массы в волокна, диаметром около 10 мкн. Предел прочности стекловолокна составляет 3400МПа.

Из этого выясняется, что технология Wet Wrap наиболее связана с плетеной структурой, а Clock Spring - однонаправленная структура.

Преимущества Clock Spring от Wet Wrap:

					Технико-технологическая часть	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Оба типа манжет имеют одинаковый процентный состав композитного материала - 68% стекловолокна и 32% полиэфирной смолы. Однако основные волокна, идущие в направлении окружности трубы и, собственно, обеспечивающие «усиливающий» эффект манжеты (hoopreinforcement), составляют в манжете с плетёной структурой не более 66% от общего количества всех волокон, в то время как в однонаправленной манжете все 100% волокна являются «активными». Иными словами, активно работающих волокон в направленной структуре значительно больше.



Рисунок 3 – Эффективность манжет Clock Spring и Wet Wrap.

2. Плотность манжеты с однонаправленной структурой волокон выше плотности манжеты с плетёной структурой (за счёт отсутствия переплетений волокон), что обеспечивает большую активную площадь прилегания к трубе манжеты первого типа (под активной площадью прилегания понимается площадь прилегания к поверхности трубы стекловолокна манжеты, а не смолы, заполняющей пространство между волокнами).

3. В плетеной структуре нити из-за переплетения изогнуты, поэтому из-за возникающих в них изгибных напряжений они имеют принципиально меньшую продольную жёсткость и неоднородное напряжённое состояние. Напряжение, возникающее в волокнах однонаправленной структуры

4. однородно по всей длине волокна и именно это позволяет манжете Clock Spring, равномерно удлиняясь, равномерно же перераспределять нагрузку.

5. В полтора раза большее количество активно работающих более жестких волокон, а также большая плотность манжеты обеспечивают манжетам Clock Spring почти в два раза большую жесткость на растяжение (модуль Юнга) в направлении по окружности трубы, чем имеют плетёные манжеты. У манжет, имеющих плетёную структуру стекловолокна, в соответствии с их модулем Юнга, зона пластических (неупругих) деформаций или разрыв манжеты наступает при нагрузках меньших, чем допустимое рабочее давление. Манжета Clock Spring не имеет зоны пластических деформаций, т.е. она растягивается упруго (пропорционально приложенной силе) вплоть до точки разрыва, наступающей при нагрузках выше, чем точка разрыва металла трубы.



Рисунок 4 – График отражающий эффективность манжета Clock Spring на практике.

6. При циклических нагрузках, которым подвержены все трубопроводы, в точках пересечения волокон манжеты, имеющей плетёную структуру, возникают силы, действующие перпендикулярно оси волокна. Напряжённые изогнутые волокна под действием таких нагрузок начинают скользить друг относительно друга, перетираться и ломаться, снижая несущие свойства манжеты. Кроме того, в этом случае поперечные нити манжеты с плетёной структурой имеют и тенденцию к необратимым поперечным деформациям, т.к. матричная память манжеты не действует в этом направлении. Аналогичная ситуация возникает при изгибных деформациях трубы - напряжённые волокна манжеты ломаются друг о друга в точках переплетения. Кроме того, при производстве плетёной манжеты из-за точек переплетения волокон значительно труднее добиться равномерной полимеризации компаунда, связывающего стекловолокно, поэтому при работе манжеты в ней возникают неравномерные нагрузки по трению, также способствующие разрушению волокон. Эти эффекты заведомо отсутствуют в манжетах Clock Spring, имеющих однонаправленную структуру стекловолокна.

7. Главными причинами развития стресс-коррозии труб являются локальные напряжения, концентрирующиеся в зонах неоднородностей металла трубы. Существенно структуру металла нарушают пластические деформации. Clock Spring, и только они, полностью забирая на себя избыточную нагрузку, позволяют трубе испытывать исключительно упругие деформации. В зоне же упругих деформаций трубы манжета равномерно перераспределяет циклические нагрузки в направлении по окружности трубы, не давая расти локальным очагам напряжений.

Если же стресс-коррозия все же возникла, манжета Clock Spring сдерживает её развитие и препятствует лавинообразному разрушению трубы.

8. Предел прочности при сдвиге (сопротивление сдвигу) манжет CS в полтора раза выше, чем у манжет с плетёной структурой. Под действием

9. температуры (до 100°C) и воды, у манжет Clock Spring. этот показатель практически не меняется, в то время как у манжет с плетёной структурой он падает более чем в два раза. Существенное уменьшение предела прочности на сдвиг под действием внешних факторов, а также необратимые деформации манжеты при циклических нагрузках крайне негативно влияют на надёжность манжет из плетёного волокна.

10. Композитные материалы деградируют со временем. При создании таких материалов эта деградация учитывается и материалу придаётся дополнительный запас прочности. Одним из основных факторов, вызывающих потерю свойств композитных материалов, является влажность, поэтому влагопоглощение композитного материала должно находиться строго в допустимых пределах [8].

Таким образом, технология Clock Spring имеет основные ряды преимуществ от Wet Wrap, а именно:

- активно работающие волокна Clock Spring больше в 1,5 раза, чем Wet Wrap;
- существенно большая плотность;
- равномерное распределение нагрузки;
- большая жесткость;
- устойчивость в борьбе со стресс – коррозией.

2.3 Анализ и сущность ремонта трубопровода по технологии STOPPLE

Данную технологию разработала компания T.D. Williamson и она не требует остановки перекачки. Ремонт происходит с использованием байпасной линии, по которой пускается поток нефтепродуктов, а дефектный участок на основном трубопроводе вырезается.

Происходит это в следующей последовательности:

					Технико-технологическая часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. На трубопровод под давлением привариваются специальные сертифицированные фитинги STOPPLE, разработанные данной компанией.
2. Затем привариваются временные задвижки SANDWICH на фланцы ранее установленных фитингов.
3. Производится врезка фитингов в действующий трубопровод
4. Производится монтаж байпасной линии.
5. Затем производят перекрытие трубопровода по всему сечению с помощью установки перекрывающих головок с двух сторон.
6. Производят сброс перекачиваемых продуктов из отсеченного участка
7. Производится вырезка дефектного участка и замена либо ремонт.
8. Устанавливается заглушки LOCK-O-RING во фланец всех фитингов и демонтируется оборудование и байпасная линия [9].



Рисунок 5 – Фитинг STOPPLE

Таким образом можно отметить следующие достоинства у данного метода:

- ремонт выполняется без остановки перекачки нефтепродукта.
- отремонтировать можно любой вид дефекта трубопровода.
- снижаются риски по загрязнению окружающей среды, что могло бы повлечь финансовые затраты.
- минимальные затраты и нагрузка на обслуживающий персонал.

2.3.4 Сравнение технологий ремонта методом установки ремонтных конструкций с технологией STOPPLE

Существует три основных вида технологий ремонта без остановки перекачки магистрального нефтепровода, а именно ремонтных конструкций. Для того, чтобы выяснить какая из них считается наиболее оптимальной, требуется провести сравнительный анализ в виде таблицы.

Хотелось бы отметить, что Черняев К. В. и Васин Е.С. провели сравнительный анализ в своей научной работе по технико-экономическим признакам[10]. За основой сравнения Черняев К.В. и Васин Е. С. выделили 12 основных позиций ремонтной эффективности (таблица 2).

На основе проведенного анализа каждой ремонтной конструкции и сравнительной характеристики, можно выделить три перспективных метода ремонта без остановки перекачки:

1. Clock Spring- целесообразно применять при локальных дефектах без течи, так как требует минимальных затрат по времени, ресурсам и персоналу. Не привлекается большое количество техники и не требуется насосное оборудование. Также требует меньшего объема земельных работ.

2. Композитно-муфтовая технология - эффективно при протяженных дефектных участках при отсутствии течи. В отличие от Clock Spring не требуется герметизация шва между муфтами, а также возможен ремонт трещин. Менее ресурсозатратный метод относительно технологии STOPPLE

3. Технология STOPPLE- целесообразно применять в тех случаях, когда невозможен ремонт по вышеперечисленным двум технологиям, например при течи нефтепродуктов. Явным преимуществом является факт замены дефектного участка без остановки перекачки.

Таблица 2 – Технико-экономическая оценка эффективности технологий ремонта методом установки ремонтных конструкций.

Эффективность ремонта по различным видам	Стальные обжимные муфты	Композитно – муфтовая технология	Композитная манжета Clock Spring	Технология STOPPLE
Возможность ремонта без остановки перекачки	+	+	+	+
Возможность полного восстановления прочности нефтепровода	+	+	+	+
Безопасность самого процесса ремонта	+	+	+	+
Возможность ремонта без применения сварочных оборудования	-	+	+	-
Минимальные затраты времени и труда	-	+	+	+
Возможность проведения процесса ремонта	-	+	-	+

в виде различных трещин				
Минимальные отличия конструктивных особенностей для ремонта различных типов дефектов	+	+	+	+
Возможность проведения ремонта дефектов большой протяженности	+	+	-	+
Процесс проведения ремонта в аварийных ситуациях в виде течи	+	-	-	+
Опыт метода в эксплуатационных условиях, не менее 10 лет	+	+	+	-
Срок службы не менее срока службы ремонтируемого	+	+	+	+

нефтепровода				
Возможность ремонта сквозных дефектов	+	+	-	+
Количество выполненных требований	9	11	8	10

2.4 Технологическая часть

Общее описание участка нефтепровода

Рассмотрим условный объект нефтепровода «20S20». Участок нефтепровода, который имеет дефект, эксплуатируется подземным способом.

Таблица 3 – Характеристика ремонтируемого нефтепровода

Характеристика	Величина	Единица измерения
Условный диаметр	1220	мм
Проектное выходное давление с НПС «20S20»	4,67	МПа
Марка и тип изоляции - усиленная	8	мм
Кабель связи на расстоянии от нефтепровода	21	м
Толщина стенки нефтепровода	12	мм
Глубина залегания нефтепровода	1,6	м
Марка стали 10Г2С1		

Чтобы провести ремонт магистрального нефтепровода с применением композитной технологии, рабочее давление в нефтепроводе должна быть снижена до 2,5 МПа и не ниже 0,1 МПа.

2.4.1 Характеристика дефекта и его технические решения

При проведении диагностических работ рассматриваемого нефтепровода с применением внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) были обнаружены дефекты в виде вмятины с потерей металла на внешней поверхности трубы. Данный вид дефекта подлежит ремонту линейной части нефтепровода.

Характеристика ремонтируемого дефекта:

- описание дефекта – трещина с течью;
- длина дефекта – 150 мм;
- тип дефектной секции – бесшовная.

Данный тип дефекта можно устранить с помощью применения технологии STOPPLE [9].

После проведения дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК), принимается финальное решение о способе ремонта дефектного участка. ДДК дефектного участка проводится с целью опознавания дефекта, который был обнаружен ВИП. ДДК включает: ультразвуковую толщинометрию стенки трубы в месте дефекта, визуальный контроль параметров дефекта, магнитопорошковый контроль рисок, для определения в них дополнительных дефектов, не обнаруженных ВИП, ультразвуковую дефектоскопию сварных швов и металла магистральных трубопроводов. Идентификация и ДДК проводится для всех типов дефектов, которые подлежат ремонту после вскрытия участков трубопровода с целью проведения ремонта. Идентификация заключается в определении типа дефекта, подлинных границ и размеров дефекта. Далее происходит их

					Технико-технологическая часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сравнение с отчетами по пропуску ВИП и определение факта их идентичности.

Технические характеристики нефтепровода на участке дефектной секции, сведения о дефектной секции определяются на основе сертификатов по техническому отчету диагностических работ.

Поблизости проведения ремонтных работ располагается кабель связи, который не требует выноса из зоны проведения работ, так как не находится непосредственно в зоне производства работ.

Вблизи с местом проведения работ проходит нефтепровод МН «N» $D_N = 700$ (резервная нитка).

Для проезда к месту работы, а также для выполнения самих работ, в проекте предусмотрено строительство двух неразборных дорого лежневого типа, которые имеет протяженность 20 и 30 км.

2.4.2 Отвод земель

Отвод земель выполняется в соответствии с ОР-20.02-74.20.36-КТН-006-1-05 Регламент о порядке организации работ по выбору и предоставлению земельных участков для строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» [11]. Для проведения отвода земель заключают договор о соглашении временного использования земельного участка до начала производственных работ. Далее составляется строительный генеральный план, в котором указываются площадки складирования материалов, площадка для разворотов ремонтной техники и дороги для подъезда проведения работ.

					Технико-технологическая часть	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4.3 Сведения о местах размещения баз материально-технического обеспечения

Для рабочих создаются условия для временного проживания во время рабочего процесса. В качестве условия для временного проживания предоставляются жилые городки, а также на самой территории размещаются площадки для складирования материалов и стоянки техники.

Локальность жилого городка должна быть расположена непосредственно близости от места проведения ремонтных работ или местоположения дефекта.

От места проведения работ должны организоваться временные площадки, которые находятся на расстоянии не меньше чем 150 м. и не занятой лесом. К временным площадкам должны быть:

- бытовые помещения (3 вагончика)
- площадка стоянки техники;
- площадка для заправки техники.
- площадка складирования материалов;

Место проведения ремонтных работ и обеспечения жилого городка электроэнергией осуществляется подрядчиком от ДЭС.

Во время процесса планово – предупредительного ремонта временной жилой городок должен быть прикреплен к местности, принимая во внимание ситуации и рельефа. Территорию жилого города должны обеспечивать отводом атмосферных осадков (уклон 1,5–2%) и грунтовых вод.

Будем считать, что объектом материально-технического обслуживания будет НПС «20S20».

Автомобильным транспортом доставляется питьевая вода с НПС «20S20» на бытовые нужды. (Автоцистерны)

Подрядная организация должна осуществить вывоз бытовых сточных вод, который составлен по договору.

					Технико-технологическая часть	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для водопотребления и водоотведения человека удельной нормой считается 30 л/сут. В проектной документации согласуется продолжительность плановых ремонтных работ подрядной организацией.

Удельная норма потребления воды человека на производстве работ указывается согласно нормативно-технической документации п. 12.17 СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ». Удельная норма составляет $q = 10$ л. [12].

К месту проведения работ вода доставляется автоцистернами. Хранить питьевую воду на строительной площадке следует в алюминиевых флягах, в соответствии с требованиями гигиенических норм.

Для обеспечения утилизации бытовых сточных вод на площадках строительства сооружается водонепроницаемый выгреб, который монтируется на месте из металлических труб. Подача к месту установки и строительство выгреба осуществлять при помощи автокрана, в заранее подготовленный котлован. Промежутки между стенками котлована и выгребом (трубой) заполнять грунтом. В процессе засыпки производить послойную трамбовку грунта.

По окончании ремонтных работ выгреб необходимо разобрать, провести засыпку котлована грунтом и провести восстановительные работы по рекультивации почвенного слоя.

Вывозить жидкие и твердые бытовые отходы следует в соответствии с договором, заключенным с подрядной организацией.

2.4.4 Определение последовательности ремонта на основе обоснования организационно-технологической схемы

До начала производства ремонтных работ осуществляется разработка ППР в соответствии с требованиями ОР-91.010.30-КТН-345-09 «Порядок разработки проектов производства, работ на строительство, техническое

					Технико-технологическая часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

переворужение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов» [13].

В процессе разработки ППР учитываются требования РД-91.010.30-КТН-246-09 «Положение по разработке проектов организации строительства, (в составе проектной и рабочей документации) для строительства и капитального ремонта объектов магистрального нефтепровода ПАО «Транснефть» [14].

К производству ремонтных и иных работ имеют допуск только те организации, которые обладают соответствующей лицензией, а также необходимым парком технических средств и профессиональными рабочими кадрами.

До момента начала производства работ подрядная организация:

- проходит вводный инструктаж по охране окружающей среды;
- получает разрешительную документацию по природоохранной деятельности;
- заключает договора на утилизацию отходов.

Оформлять документы на допуск к проведению работ в охранной зоне магистрального нефтепровода и сторонних коммуникаций следует выполнять согласно «Регламента организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов».

До начала проведения ремонтных работ на объекте, подрядная организация получает разрешение в установленном порядке на производство работ.

Весь перечень работ, в который входят подготовительные, основные, демонтажные работы, выполняются при наличии наряда-допуска на проведение ремонтных работ. Перед началом работ назначается ответственное лицо за безопасное производство работ в охранной зоне, под руководством которого проводятся данные работы. Данное ответственное лицо назначается из числа ИТР подрядной организации.

					Технико-технологическая часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изделия, материалы и оборудования, применяющиеся при ремонте подводных переходов магистральных трубопроводов, обязаны отвечать требованиям государственных стандартов, промышленной безопасности, норм и технических условий. А также обладать разрешением на сертификат Ростехнадзора и применение установленного образца.

Изделия, материалы и оборудование зарубежного производства проходят сертификацию в РФ.

Применяющиеся муфты при ремонте подводных переходов, обязаны пройти испытания по методике, которая утверждена ПАО «Транснефть». Данная методика должна быть согласована с Ростехнадзором и обладать сертификатом и разрешением на применение.

Запрещается использовать материалы, не имеющих сопроводительных документов (паспортов, сертификатов), подтверждающих соответствие их требованиям ТУ или ГОСТ, а также при отсутствии на изделие знака изготовителя.

Заменять изделия, материалы и оборудование на другие, не предусмотренные проектом, можно лишь в том случае, если данная замена будет согласована с проектной организацией, разработавшей данную рабочую документацию и заказчиком

Вывозить строительный и бытовой мусор, отходы следует на санкционированную свалку производственных и бытовых отходов. До момента начала производства работ подрядчик обязан заключить договор на утилизацию отходов.

До начала проведения основных работ следует выполнить нижеследующий комплекс подготовительных работ, в который входит:

- получение письменного разрешения на производство работ и регистрация проектной документации в территориальном органе Ростехнадзора;

					Технико-технологическая часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- проведение геодезических разбивочных работ и сдача-приемка геодезической разбивочной основы;
- обозначение знаками оси прохождения, фактической глубины заложения подземного трубопровода, участки пересечений с подземными коммуникациями, искусственными и естественными преградами;
- составление акта передачи участка нефтепровода подрядной организации;
- составление акта-допуска на производство ремонтных работ на территории функционирующих коммуникаций;
- получение от руководства управления МН «Разрешения на производство работ в охранной зоне нефтепровода» в соответствии с ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности» [14];
- оповещение органов Госпожнадзора, а также собственников коммуникаций, которые проложены в едином техническом коридоре о месте, начале и сроках проведения работ;
- согласование сроков проведения работ и ППР с органами по охране и регулированию водных ресурсов и рыбных запасов;
- проведение инструктажей с работниками, которые участвуют в производстве работ, в которые включены вопросы о пожарной безопасности и безопасных способах выполнения работ;
- подготовка первичных средств пожаротушения;
- получение «Ордера» на право проведения работ в охранной зоне инженерных коммуникаций;
- подготовка и составление «нарядов-допусков» на проведение работ повышенной опасности;

					Технико-технологическая часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- оповещение службы технического надзора заказчика о готовности выполнения целей проекта с предоставлением графика производства работ;
- доставка технических средств, оборудования и строительных материалов;
- обустройство быта рабочего персонала;
- организация системы связи;
- устройство временных переездов;
- уборка снега;
- организация дежурства аварийной бригады и аварийных средств для локализации и улавливания нефтяного пятна, предупреждения его распространения, если произойдет аварийный выброс нефти при проведении работ по устранению подводных дефектов трубопровода.

Объем подготовительных работ и номенклатура уточняются в «Проекте производства работ». Работы подготовительного периода следует выполнять в соответствии с требованиями ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 с изм. № 0-4 «Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов» [15]. Проведение работ без оформления необходимых инженерных коммуникаций, находящихся в одном техническом коридоре или пересекающих магистральный нефтепровод и разрешительной документации на право проведения работ в охранной зоне магистрального нефтепровода запрещается.

В случае обнаружения подземных коммуникаций в процессе производства работ, которые не указаны в проекте, следует незамедлительно остановить работы до выявления собственника коммуникаций. Далее получить от эксплуатирующей организации технические условия и согласовать с ней способы проведения работ в охранной зоне.

					Технико-технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

2.4.5. Обозначение коммуникаций и передача участка трубопровода подрядчику

В период за пять дней до начала производства ремонтных работ необходимо:

- провести установку знаков, обозначающих ось нефтепровода, на которых указывается фактическая глубина залегания (выполняет Заказчик);
- провести установку знаков, обозначающих ось нефтепроводас
- указанием фактической глубины залегания подземных коммуникаций (выполняет Заказчик);
- провести установку знаков, обозначающих оси и границы переездов строительной техники (выполняет Заказчик);
- осуществить геодезическую разбивку осей дорог, осей и границ переездов (выполняет Подрядчик).

Трасса трубопровода обозначается знаками (щитами с надписями - указателями) в границах зоны проведения ремонтных работ высотой 1,5-2 м от поверхности земли, в которых указывается фактическая глубина залегания нефтепровода. Данные знаки устанавливаются на прямых участках трассы через 50 м, а на поворотах и неровном рельефе через 25 м.

Опознавательные знаки необходимо устанавливать в местах изменения рельефа, в вершинах углов поворотов трассы и на участках пересечения с иными подземными коммуникациями. А также на границах разработки грунта вручную, у линейных задвижек и в опасных местах (заболоченных, со слабой несущей способностью грунта и т.п.).

Заказчик оформляет акт на закрепление трассы и акт передачи участка нефтепровода подрядчику.

К акту передачи участка приложено:

- ситуационный план (схема) трассы или участка территории;
- ведомость глубины залегания функционирующего нефтепровода;

					Технико-технологическая часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- необходимые характеристики, привязки трубопроводов, сооружений, коммуникаций, вырытых шурфов и мест, где установлены закрепительных знаков;

- технологическая схема участка;
- рабочий проект;
- выкопировка из паспорта нефтепродуктопровода на участок проведения ремонта с указанием мест монтажа ремонтных муфт (при их наличии).

2.4.6 Оформление разрешительной документации на производство ремонтных работ

Разрешительная документация на производство работ оформляется в соответствии с «Регламентом организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов».

До момента начала производства работ Подрядчик обязан:

- составить акт-допуск на производство ремонтных работ в охранной зоне функционирующих коммуникаций;
- получить разрешение на проведение работ в охранной зоне;
- оповестить Ростехнадзор и собственников коммуникаций, которые проходят в едином техническом коридоре, о месте, сроках начала и окончания производства работ;
- составить наряд допуск на проведения огневых, газоопасных и иных работ повышенной опасности (утверждает наряд допуск на огневые работы главный инженер филиала или лицо, которое замещает его в данный момент по приказу);
- согласовать сроки производства работ и ППР с органами по охране и регулированию водных ресурсов и рыбных запасов;
- согласовать сроки производства работ и ППР с органами водных путей и судоходства на реках пригодных для судоходства;

					Технико-технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

— получить заключение о способности и готовности к выполнению целей проекта от службы технического надзора с предоставлением графика проведения работ.

Без составления необходимой разрешительной документации запрещается проведение работ в охранной зоне магистрального трубопровода.

Ответственной за доставку технических средств, оборудования и строительных материалов является подрядная организация. Доставка реализуется с помощью автомобильного транспорта до населенного пункта и далее по временным переездам на площадку проведения работ.

2.4.7 Устройство временных переездов

Подземные коммуникации и временные переезды через нефтепровод Подрядчик выполняет на основании строительного генерального плана, на котором указаны данные места.

Устройство переездов выполняется в присутствии представителей организации, которая эксплуатирует данные коммуникации.

Переезды через функционирующие коммуникации выполняются с применением железобетонных дорожных плит (по основанию, которое предварительно отсыпают).

Минимальным расстоянием от верхней образующей трубы до верха покрытия переезда следует принимать не менее 1,4 м для трубопровода и не менее 1 м для кабеля. В случае недостаточного заглубления осуществить подсыпку грунта над коммуникациями на участке переезда. Укладывание плит осуществляется с помощью автокрана на заранее спланированную поверхность.

После завершения работ временные переезды разобрать, материалы вывезти с участка проведения работ.

					Технико-технологическая часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Техника должна двигаться только по утвержденной транспортной схеме. Категорически запрещается пересечение техникой коммуникаций в местах, где временные переезды не оборудованы.

Число обустроенных временных переездов зависит от необходимости их использования на данном участке, при это учитывается их повторное использование.

2.4.8 Методы производства работ

Проведение производства работ по устранению дефектов будет проходить согласно срокам строительства, указанным в ТЗ.

Порядок основных работ по устранению дефекта нижеследующая:

- установить и обозначить месторасположение дефекта на местности (ответственный Заказчик);
- произвести снижение рабочего давления (в случае устранения дефектов способом монтажа ремонтной конструкции и шлифовки). При устранении дефектов, связанных с методом вырезки катушки, производится остановка нефтепровода;
- произвести вскрытие нефтепровода на глубину 0,6 м от нижней образующей нефтепровода;
- перепроверить месторасположение дефекта (ответственный Заказчик);
- произвести снятие изоляции в зоне дефекта (ответственный Заказчик);
- провести ДДК дефекта (ответственный Заказчик);
- устранение дефекта (способом установки ремонтной конструкции, шлифовки, замены катушки);
- проведение контроля качества сварных соединений;
- восстановление изоляции нефтепровода;
- проведение контроля качества изоляционных работ;

					Технико-технологическая часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

— провести подключение нефтепровода к системе электрохимзащиты;

— осуществить засыпку котлована.

В процессе выполнения ремонтных работ в случае необходимости выполнить восстановление КИК (контрольно-измерительной колонки).

2.4.9 Определение и обозначение местоположения дефекта

Местоположение и обозначение дефекта определяется Заказчиком (за исключением земляных работ) на основании ОР-19.100.00-КТН-010-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов» в нижеследующей последовательности [3].

На местности, в пойменном участке перехода, производят привязку маркера с характерной особенностью или определенного поперечного шва к пунктам закрепления подводного перехода и закрепленному пикету трассы.

Проводят определение координат и пикетажа характерной особенности. На продольном профиле указывают положение характерной особенности и по расстоянию по нитке нефтепровода указывают место дефекта.

Вычисляют пикетное значение места дефекта и указывают его на план подводного перехода:

— в плане между ранее вычисленной характерной особенностью и местом дефекта находят расстояние по координатам (пикетажу);

— место, где расположен дефект, найденное на плане, определяют геодезическими методами и крепят створами и вехой на плане;

— место дефекта обозначается двумя створами по два створных знака, не учитывая осевого створа, по обеим сторонам нефтепровода.

Чувствительность створа менее 1 метра;

					Технико-технологическая часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– створные знаки, которые определяют направление к месту дефекта, должны быть закреплены на устойчивых берегах вне зоны проведения ремонтно-строительных работ.

– На участке пересечения створов со стороны водной акватории устанавливают буй, который закреплен на якорь, или веха (в случае, если глубина и скорость течения являются допустимыми).

– Все установленные знаки закрепления координируются в условной системе координат. По имеющимся материалам координирования, производится аналитический контроль выноса участка дефекта и оформляется схема выноса и акт выноса места дефекта, согласующийся с представителем Заказчика.

– Знаки выноса на местности участка дефекта согласно акту с приложением схемы выноса, отдаются представителю предприятия, который выполняет ремонтные работы.

В случае отсутствия маркера или характерной особенности производится вскрытие нефтепровода на береговом участке в зоне, где отсутствует вероятность затопления, на длину примерно 3-х секций трубы. По положению точек пересечения поперечных и спиральных швов или угловому положению верхних продольных швов производят привязку поперечных швов к результатам внутритрубной диагностики. Если привязка неоднозначна, производят дальнейшее вскрытие нефтепровода до следующего поперечного шва

2.4.10 Вскрытие трубопровода

Котлован разрабатывается экскаватором «обратная лопата».

Боковые траншеи, в частности их глубина, разрабатываются с учетом образования временных откосов в процесс разработки. Получившиеся откосы уплаживаются в течение некоторого времени до устойчивого значения в результате сползания грунта на дно ремонтной траншеи.

					Технико-технологическая часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В процессе работы экскаватора расстояние от стенки трубы до ковша должно быть не менее 0,20 м.

Рассмотрим порядок работы при разработке котлована:

- установить место вскрытия нефтепровода;
- произвести снятие и транспортировку с помощью бульдозера верхнего плодородного слоя грунта в отдельный временный отвал;
- произвести снятие грунта в боковых траншеях в обе стороны;
- произвести снятие грунта вокруг нефтепровода с выемкой под трубопроводом на необходимую проектной документацией глубину;
- транспортировать грунт в боковой временный отвал;
- произвести контроль отметок дна и габаритов, а также заложения откосов;
- составить акт на выполнение работ.

Местоположение отвалов определяется на месте в пределах полосы временного отвода земель. Для исключения вероятности падения кусков грунта в рабочий котлован, категорически запрещено располагать основание отвала грунта на расстоянии менее чем 1 м от бровки рабочего котлована. Допускается переработка рабочего котлована не более чем на 200 мм. Недоработка не допускается.

При разработке рабочего котлована в местах, где имеется высокий уровень грунтовых необходимо понижать уровень воды методами открытого водоотлива или дренажа. В случае способа водоотлива в котловане изготавливается приямок, который имеет размеры 1,0 × 1,0 м, или дренажная канава размерами 1,0×0,5 м. Данный приямок или дренажная канава закрываются настилом, представляющая собой деревянную или металлическую решетку. Решетка имеет размеры ячеек, которые обеспечивают безопасные условия при производстве работ в ремонтном котловане. По мере откачки и уменьшения уровня грунтовых вод подготавливается ремонтный котлован.

					Технико-технологическая часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Режим водоотлива выбирают такой, чтобы была возможность поддерживать уровень воды ниже дна ремонтного котлована до конца проведения ремонтных работ.

2.4.11 Уточнение местоположения дефекта

Обозначение и вычисление расположения дефекта на нефтепроводе проводится в следующем порядке:

- провести снятие изоляционного покрытия вручную в месте поперечного сварного шва;
- вычислить угловое расположение продольных сварных швов секций, которые примыкают к поперечному;
- вычислить месторасположение поперечного шва по раскладке секций (основываясь на отчете по ВТД);
- вычислить расположение дефектной секции относительно определенного поперечного шва;
- установить на месте дефекта маркер.

2.4.12 Снятие изоляции

Снимают изоляционное покрытие при помощи шлифмашинки, которая оборудована металлической щеткой, скребков и ручных металлических щеток на участке нефтепровода в обе стороны от ремонтной конструкции на 0,4 м. Снятая изоляция помещается в специальный контейнер и удаляется из зоны проведения работ.

Очистка трубы проводится с осторожностью, чтобы не повредить стенку трубопровода. Не допускается нанесение рисков, царапин, сколов металла или срезания сварных швов. Очищают место дефекта от изоляции ручной металлической щеткой.

					Технико-технологическая часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4.13 Проведение дополнительного дефектоскопического контроля

К работам, связанным с проведением ДДК имеют допуск специалисты, которые прошли аттестацию в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля» [16], которые имеют удостоверение и разрешение на право проводить неразрушающий контроль на объектах ПАО «Транснефть» согласно ОР-03.120.00-КТН-071-09 [17].

Проводить ДДК в «сухих» условиях необходимо согласно требованиям

ОР-19.100.00-КТН-010-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов» [3].

По итогам ДДК составляется акт, который утверждается главным инженером ОАО МН.

В случае расхождения фактических параметров и типа дефекта, которые были определены по результатам ДДК, с отчетными данными по диагностике, приводящие к замене метода ремонта, согласно РД-23.040.00-КТН-090-07 и изм. № 1-5 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций, действующих МН» [18] работы приостанавливают. Категорически запрещено продолжать работы без выполнения процедур, которые указаны в ОР-19.100.00-КТН-010-10 «Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов» и внесения изменений в используемый проект [3].

2.4.14 Проведение ремонта по технологии STOPPLE

Все работы, связанные с устранением дефекта проводить согласно РД-23.040.00-КТН-386-09 «Технология ремонта магистральных нефтепроводов и

					Технико-технологическая часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа» [19], РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 «Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих МН» [18]. Для ремонта по технологии STOPPLE потребуются фитинги STOPPLE, задвижки SANDWICH, трубопровод для байпасной линии, перекрывающие головки, заглушки LOCK-O-RING. Ремонт следует производить в следующем порядке:

- На трубопровод под давлением привариваются специальные сертифицированные фитинги STOPPLE, разработанные данной компанией.
- Затем привариваются временные задвижки SANDWICH на фланцы ранее установленных фитингов.
- Производится врезка фитингов в действующий трубопровод
- Производится монтаж байпасной линии.
- Затем производят перекрытие трубопровода по всему сечению с помощью установки перекрывающих головок с двух сторон.
- Производят сброс перекачиваемых продуктов из отсеченного участка
- Производится вырезка дефектного участка и замена либо ремонт.
- Устанавливается заглушки LOCK-O-RING во фланец всех фитингов и демонтируется оборудование и байпасная линия.

2.4.15 Восстановление изоляции

В проекте заложено использование защитного покрытия усиленного типа № 18 по ГОСТ Р 51164-98, комбинированного типа на основе битумно-полимерной и термоусаживающейся ленты.

Восстанавливать защитное покрытие следует согласно технологической карты (лист 7 рабочей документации раздела ПОС).

Порядок работ по восстановлению изоляции:

					Технико-технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

- провести входной контроль материалов, которые выступают в качестве изоляционных;

- подготовить поверхность трубопровода;

- подготовить изоляционные материалы;

- нанести изоляционное покрытие;

- провести контроль качества нанесения изоляционного покрытия.

Запрещается проводить изоляционные работы во время метели, снегопада и выпадения других атмосферных осадков. В случае, если изоляционные работы проводятся во время выпадения атмосферных осадков, над местом проведения работ устанавливается крытая палатка.

Приготавливать грунтовку следует на специальной площадке, которая расположена на расстоянии не менее 50 м от ремонтного котлована или траншеи. Площадку следует оборудовать согласно правил противопожарной безопасности.

2.4.16 Засыпка котлована

Засыпка ремонтного котлована проводится после составления актов на скрытые работы.

Засыпка трубопровода, на который нанесена изоляция, следует с обеспечением целостности покрытия.

Засыпка ремонтного котлована проводится экскаватором из временных отвалов грунта с применением временных переездов для техники.

Порядок работ при засыпке ремонтного котлована:

- провести подсыпку и уплотнение мягкого грунта вручную под трубопроводом;

- провести присыпку трубопровода мягким разрыхленным грунтом на высоту выше на 0,2 м от верхней образующей трубы с помощью экскаватора (в слое присыпки разрешается наличие фракций размером до 30 мм в поперечном сечении и до 35 % от общего объема присыпки);

					Технико-технологическая часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- засыпать котлован экскаватором;
- провести планировку поверхности бульдозером.

Запрещено проводить засыпку трубопровода мерзлым грунтом без предварительной подсыпки мягким минеральным грунтом. Засыпку котлована проводить с запасом по высоте на величину осадки.

					Технико-технологическая часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Расчетная часть

В данной работе рассматривался виртуальный магистральный нефтепровод, который необходимо проверить на устойчивость и прочность согласно СП 36.13330.2012 [1].

Таблица 4 – Данные для расчета на прочность и устойчивость

Параметры	Данные	Единицы измерения
Дн – диаметр нефтепровода наружный	1220	мм
Марка стали из которой изготовлен нефтепровод	10Г2С1	
δ – толщина стенки нефтепровода	12	мм
t° –температура при которойпроисходила сварка замыкающего стыка	-15	$^\circ\text{C}$
t_0 – температура, при которой эксплуатируется нефтепровод	30	$^\circ\text{C}$
ρ – средняя плотность	870	кг/м ³
P_1 – рабочее давление насосной станции	30	кгс/см ²

					Технология проведения безостановочного ремонта магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кривенков А.В.				Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Радюк К.Н.						64	103
Консульт.						ТПУ гр. 254Б		
Рук-ль ООП	Брисник О.В.							

h ₀ – глубина, на которую заложен нефтепровод	1,6	м
--	-----	---

3.1 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производим из условия:

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_2 R_1, \quad (3.1)$$

где $\sigma_{np.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{np.N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{np.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (3.2)$$

где R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n P_{раб} \cdot D_{вн}}{2 \delta_n}, \quad (3.3)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, $n = 1,10$;

δ_n – номинальная толщина стенки трубы, м.

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 3 \cdot 1196}{2 \cdot 12} = 164,45 \text{ МПа};$$

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n}, \quad (3.4)$$

					Расчетная часть	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где R_{In} – нормативное сопротивление растяжению металла трубы, МПа; m – коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность;

k_I – коэффициенты надежности по материалу;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Принимаем $m=0,9$ [62, табл. 1]; $k_I = 1, 4$ [62, табл. 9;], $k_n=1,00$

$$R_1 = \frac{550 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 353,6 \text{ МПа.}$$

Продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{np.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n P_{раб} D_{вн}}{2 \delta}, \quad (3.5)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 0,000012$ град-1 = $1,212 \cdot 10^{-5}$ град-1;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206\,000$ МПа ($2100\,000$ кгс/см²);

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °C;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = 0,3$.

$$\Delta t = t_s - t_m = +3 - (-15) = 18^\circ \text{C}; \quad (3.6)$$

$$\sigma_{np.N} = -1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (45) + 0,3 \frac{1,10 \cdot 3 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = -77,86 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{164,45}{353,6} \right)^2} - 0,5 \frac{164,45}{353,6} = 0,682.$$

Тогда проверяем условие прочности:

$$|-77,86| \text{ МПа} \leq 0,682 \cdot 353,6$$

$$|-77,86| \text{ МПа} \leq 241,15 \text{ МПа}$$

Условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

					Расчетная часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2. Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Расчет нефтепровода на пластические деформации ведется по методике, отраженной в СП 36.13330.2012.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^H; \quad (3.7)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_n^2, \quad (3.8)$$

где σ_{npH} – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{npH} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{npH} < 0$) - определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H}, \quad (3.9)$$

где $\sigma_{кцH}$ – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P_{раб} D_{вн}}{2 \delta_n}; \quad (3.10)$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{3 \cdot 1,196}{2 \cdot 0,012} = 149,5 \text{ МПа}.$$

Значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_n}{2 \rho_u}, \quad (3.11)$$

					Расчетная часть	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где ρ_u – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, мм.

Положительное значение продольного напряжения от нагрузок и воздействий

$$\sigma_{np(+)}^H = 0,3 \cdot 149,5 - 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (45) + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1220}{2 \cdot 500000} = 183,82 \text{ МПа.}$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma_{np(-)}^H = 0,3 \cdot 149,5 - 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (45) - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1220}{2 \cdot 500000} = -318,82 \text{ МПа.}$$

Принимаем в расчете большее по модулю значение $\sigma_{np}^H = 318,82 \text{ МПа}$.

Так как принятое значение $\sigma < 0$, то значение коэффициента ψ_3 найдем по формуле 3.53:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\frac{149,5}{0,9}}{\frac{0,9 \cdot 1,00}{420}} \right)^2} - 0,5 \frac{\frac{149,5}{0,9}}{\frac{0,9 \cdot 1,00}{420}} = 0,773.$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций (в насыпи) трубопроводов производим проверку по условиям:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_n} R_2^H;$$

$$318,82 \leq 0,773 \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} 420;$$

$$318,82 \leq 324,66;$$

$$\sigma_{кш}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^H;$$

$$149,5 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 420;$$

$$149,5 \leq 420$$

Условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

					Расчетная часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3 Проверка общей устойчивости трубопровода

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы будем производить из условия:

$$S \leq mN_{кр}, \quad (3.12)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, МН;

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл.1 СП 36.13330.2012;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, МН.

Для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S определяется по формуле:

$$S = 100[(0,5 - \mu)\sigma_{ки} + \alpha E \Delta t]F, \quad (3.13)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha = 0,000012$ град-1 = $1,212 \cdot 10^{-5}$ град-1;

E – переменный параметр упругости (модуль Юнга), $E = 206\,000$ МПа ($2100\,000$ кгс/см²);

Δt – расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

μ – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu = 0,3$.

$\sigma_{ки}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа;

F – площадь поперечного сечения трубы, см².

Площадь поперечного сечения металла трубы

$$F = \frac{\pi}{4}(D_n^2 - D_{en}^2), \quad (3.14)$$

$$F = \frac{\pi}{4}(1,220^2 - 1,196^2) = 0,045 \text{ м}^2.$$

					Расчетная часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Из выше приведенных расчетов значение кольцевого напряжений от расчетного внутреннего давления принимаем $\sigma_{кц} = 149,5$ МПа.

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 149,5 + 1,212 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 45] \cdot 0,045 = 435201,4 \text{ Н} = 6,401 \text{ МН}.$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по следующей формуле:

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^6 I^3}, \quad (3.15)$$

где p_0 — сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м;

$q_{верт}$ — сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м;

I — момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м⁴.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае упругой связи трубы с грунтом

$$N_{кр} = 2 \sqrt{k_0 D_n EI}, \quad (3.16)$$

где k_0 — коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии), МН/м³.

Рассчитаем продольное критическое усилие $N_{кр}$.

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м

$$p_0 = \pi D_n \tau_{np}, \quad (3.17)$$

где τ_{np} — предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа.

Предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом определим, используя следующую формулу:

$$\tau_{np} = p_{зр} \operatorname{tg} \varphi_{зр} + C_{зр}, \quad (3.18)$$

					Расчетная часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $p_{\text{ср}}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, Н/м²;

$\varphi_{\text{ср}}$ – угол внутреннего трения грунта, град.;

$c_{\text{ср}}$ – сцепление грунта, Па.

Величину $p_{\text{ср}}$ определим по формуле:

$$p_{\text{ср}} = \frac{2n_{\text{ср}}\gamma_{\text{ср}}D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{\text{ср}}}{2} \right) \right] + q_{\text{тр}}}{\pi D_n}, \quad (3.19)$$

где $n_{\text{ср}}$ – коэффициент надежности по нагрузке от давления (веса) грунта, принимаемый по табл. 13* [5], $n_{\text{ср}} = 0,80$;

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, м;

$\gamma_{\text{ср}}$ – удельный вес грунта, Н/м³;

$q_{\text{тр}}$ – нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом, Н/м, определяемая по формуле:

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{из}} + q_{\text{пр}}, \quad (3.20)$$

где $q_{\text{м}}$ – расчетная нагрузка от массы трубы, Н/м;

$q_{\text{из}}$ – расчетная нагрузка от изоляции трубопровода, Н/м;

$q_{\text{пр}}$ – расчетная нагрузка от веса продукта, Н/м, которая учитывается при расчете газопроводов и при расчете нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, если в процессе их эксплуатации невозможно их опорожнение и замещение продукта воздухом.

Нагрузка от веса трубы, Н/м

$$q_{\text{м}} = n_{\text{с.в.}} q_{\text{м}}^{\text{н}} = n_{\text{с.в.}} \rho_{\text{ст}} g F = n_{\text{с.в.}} \rho_{\text{ст}} g \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_{\text{вн}}^2), \quad (3.21)$$

$q_{\text{мн}}$ – нормативное значение нагрузки от собственного веса трубы, Н/м;

$\rho_{\text{ст}}$ – плотность стали, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,80665$ м/с².

					Расчетная часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Принимаем значение $n_{с.в.} = 0,95$, так как при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции, должны приниматься те значения коэффициентов надежности по нагрузке, которые указаны в скобках.

$$q_m = 0,95 \cdot 7850 \cdot 9,81 \frac{3,14}{4} \cdot (1,220^2 - 1,196^2) = 3329,96 \text{ Н / м.}$$

Нагрузка от веса изоляции трубопровода, Н/м

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_u = n_{с.в.} \cdot \pi D_n g (K_{ин} \delta_{ин} \rho_{ин} + K_{об} \delta_{об} \rho_{об}) \quad (3.21)$$

$$q_{из} = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 3329,96 = 332,996 \text{ Н / м} \quad (3.22)$$

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{np} = \rho_p \cdot g \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4} = 870 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,196^2}{4} = 9583,4 \text{ Н / м}$$

$$q_{mp} = 3329,96 + 332,996 + 9583,4 = 13246,33 \text{ Н / м}$$

$$P_{сп} = \frac{2 \cdot 0,80 \cdot 16800 \cdot 1,22 \cdot \left[\left(1,6 + \frac{1,220}{2} \right) + \left(1,6 + \frac{1,220}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{16^\circ}{2} \right) \right] + 13246,33}{3,14 \cdot 1,220} = 27720 \text{ Па.}$$

Исходя из формулы (3.17), найдем сопротивление грунта:

$$p_0 = 3,14 \cdot 1,220 \cdot (20000 + 27720 \cdot \operatorname{tg} 16^\circ) = 107060 \text{ Па}$$

Сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, Н/м

$$q_{верт} = 0,80 \cdot 16800 \cdot 1,220 \cdot \left(1,6 + \frac{1,220}{2} - \frac{3,14 \cdot 1,220}{8} \right) + 13246,33 = 25049 \text{ Н / м}$$

Момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке,
м⁴

$$I = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4), \quad (3.23)$$

					Расчетная часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I = \frac{3,14}{64} (1,220^4 - 1,196^4) = 0,0004 \text{ м}^4;$$

$$N_{кр} = 4,09 \sqrt[11]{0,10706^2 \cdot 0,025049^4 \cdot (0,045)^2 \cdot (2,06 \cdot 10^5)^6 \cdot (0,0004)^3} = 38,01 \text{ МН};$$

$$mN_{кр} = 0,90 \cdot 38,01 = 34,209 \text{ МН}.$$

$$S = 1,726 \text{ МН} < m_0 \cdot N_{кр} = 34,209 \text{ МН}.$$

Условие общей устойчивости выполняется с запасом

					Расчетная часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективностям проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Повышение надежности трубопроводов является актуальной проблемой на этапе их эксплуатации. Согласно статистическим данным число дефектов, выявляемых на всех уровнях диагностики, составляет от 6 до 9 тысяч в год. Большая часть дефектов (три четверти) удалена друг от друга. Для их устранения требуется выборочный ремонт. К такому виду ремонта относятся технологии устранения дефектов методом установки ремонтных конструкций. Так как на сегодняшний день существует значительное количество различных технологий для ремонта магистральных нефтепроводов, то, помимо технической части, чаще всего рассматривают их перспективность с точки зрения экономичности.

В настоящее время ПАО «Транснефть» эксплуатируется 68 тыс. км магистральных нефтепроводов, которые проходят по 53 регионам России, более 500 насосных станций, около 23 млн. кубометров резервуарных емкостей и множество сопутствующих сооружений (линии электропередач, электрохимзащита, объекты связи и телемеханики и др.).

Российские трубопроводные системы активно развивались в 60-80-е годы. За этот период в основном была построена система магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».

Анализ технического состояния основных производственных мощностей показал, что фактические сроки эксплуатации оборудования нефтеперекачивающих станций достигают 25-30 лет.

					Технология проведения безостановочного ремонта магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кривенков А.В.				Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Радюк К.Н.						74	103
Консульт.	Макашева Ю.С.					ТПУ гр. 254Б		
Рук-ль ООП	Брисник О.В.							

В настоящее время действующие объекты компании имеют следующий возрастной состав:

- 38% нефтепроводов эксплуатируется свыше 30 лет;
- 37% нефтепроводов находятся в эксплуатации от 20 до 30 лет;
- 25% нефтепроводов находятся в эксплуатации менее 20 лет
- 31 % резервуарных парков находится в эксплуатации свыше 30 лет;
- 38% резервуарных парков находится в эксплуатации от 20 до 30 лет;
- 24% резервуарных парков находится в эксплуатации от 10 до 20 лет;
- 7% резервуарных парков находится в эксплуатации до 10 лет.

Благодаря проводимой технической политике, компанией обеспечивается бесперебойное функционирование системы магистральных нефтепроводов, повышается экологическая безопасность, снижается аварийность.

4.2 Расчет затрат на установку композитных муфт

Нормы времени на проведение работ по установке композитной муфты на магистральный нефтепровод представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Нормы времени на установку композитной муфты на МН

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ, час	Состав бригады
1	Определить и обозначить местоположение дефекта на местности	6	2
2	Снизить рабочее давление (при устранении дефектов методом установки ремонтной конструкции и шлифовки). При устранении дефекта методом вырезки катушки работы должны производиться с остановкой нефтепровода	2	1
3	Вскрыть трубопровод на глубину 0,6м от нижней образующей трубопровода	12	2
4	Снять изоляцию в зоне дефекта	3	2
5	Провести ДДК дефекта	3	2
6	Устранить дефект (методом монтажа ремонтной конструкции, шлифовки, замены катушки)	18	3
7	Провести контроль качества сварных соединений	3	2

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8	Восстановить изоляцию трубопровода	8	3
9	Провести контроль качества выполненных изоляционных работ	3	2
10	Подключить трубопровод к системе электрохимзащиты	3	2
11	Выполнить засыпку котлована	11	1
	Продолжительность работ, итого	72	

Затраты на спецоборудование для проведения работ по установке композитной муфты на магистральный нефтепровод представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Затраты на спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Сварочный агрегат	шт.	2	129800,00	259.600,00
2	Дефектоскоп	шт.	1	220000,00	220.000,00
3	Персональный компьютер	шт.	4	35000,00	140.000,00
4	Прочее	шт.	1	300000,00	300000,00
	ИТОГО:		919.000,00		

Затраты материалы и комплектующие для проведения работ по установке композитной муфты на магистральный нефтепровод представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Материалы и комплектующие, руб.

1.	Материальные затраты				
	Наименование материалов	ед. измер.	кол-во	цена ед.	сумма, руб.
	Муфта	м	3,5	2063,3	7221,5
	Композитный состав	кг	571,9	49,3	28197,1
	Электроды ОК-5370 d=4мм	кг	25,9	133,5	3457,65
	Электроды ОК-5370 d=3мм	кг	4,2	130,43	547,79
	Щетка (125*22*13)	кг	1,00	226,1	226,1
	Щетка (115*22*13)	шт	1,00	197,29	197,29

	Диск отрезной	шт	4,00	46,89	187,56
	Диск шлифовальный	шт	1,00	92,95	92,95
	Пропан	кг	0,43	40,75	17,52
	Кислород	м3	3,99	15,38	61,4
1.1	Затраты на ГСМ				
	Д/т для Эл.станции ДЭС-60, 16,99ч	л	382,8	34,9	13361,1
	Д/т для трубоукладчика 19,04л*16,99ч*0,5	л	180,7	21,2	3832,54
	Д/т для э/генератора, 2л*16,99ч	л	33,98	21,2	720,38
	Итого				58120,88

Затраты на оплату труда и страховые взносы представлены в таблицах 8, 9.

Таблица 8 – Затраты на оплату труда, руб

№ п /	Наименование категории работников в 2018 году	Численность по штату (ед)	Средняя зарплата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/п на весь объем работ
1	Руководитель	1	3770,00	3770,00	3,00	11 310,00
2	Инженер	1	2820,00	2820,00	3,00	8 460,00
3	Линейный трубопроводчик	3	1 450,00	4 350,00	3,00	13 050,00
4	Сварщик	1	1 650,00	1 650,00	3,00	4 950,00
5	Подсобный рабочий	1	1 200,00	1 200,00	3,00	3 600,00
ИТОГО						41 370,00

Таблица 9 – Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

2018 г.	По регрессивной шкале (среднегодовой %)	Сумма
11 310,00	30,00	2 497,00
8 460,00	30,00	2 212,00
13 050,00	30,00	3 915,00
4 950,00	30,00	1 485,00
3 600,00	30,00	1 080,00
41 370,00	0,2	83,00
Итого		11 272,00

Затраты на амортизацию основных средств и накладные расходы представлены в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Амортизация основных средств, руб.

№ п/ п	Наименование основных средств	Ко л- во	Балан совая стоим ость едини цы,ру б	Норма амортизац ионных отчисле ний, %	Время полезн ого использ ования в разрабо тке %	Амортиз ация,руб
1	Сварочный агрегат	2	12980 0,00	10,00	0,8	1038,00
2	Дефектоскоп	1	22000 0,00	10,00	0,8	1760,00
3	Персональный компьютер	4	35000 ,00	10,00	0,8	2400,00
4	Прочее	1	30000 0,00	10,00	0,8	280,00
Итого						5478,00

Таблица 11 – Накладные расходы, руб.

№ п/п	Наименование затрат	Общий объемзатрат,руб.	Накладных расходов	Сумма накладных расходов
1	Спецоборудование	919 000,00	10,00	91 900,00
2	Материалы и комплектующие	58 120,88	10,00	5 812,09
3	Оплата труда	41 370,00	10,00	4 137,00
4	Амортизация основных средств	99 176,00	10,00	9 917,60
Всего прямых расходов		1 117 666,88	1 117 266,88	111 726,68

В итоге получаем следующую таблицу сметы затрат (таблица 12, рисунок 6).

Таблица 12 – Смета затрат на выполнение проектно-изыскательских работ

№	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.
1	Спецоборудование	919 000,00
2	Материалы и комплектующие	58 120,88
3	Оплата труда	41 370,00
4	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	11 272,00
5	Амортизация основных средств	5 480,00
6	Накладные расходы	111 726,68
7	Командировки и служебные разъезды	0,00
8	Прочие расходы, в т.ч.	2 448,64
9	Оплата услуг связи	12,08
10	Коммунальные услуги	2 436,56
11	Итоги собственных затрат	1 212 238,20

Установка ремонтной конструкции на МН

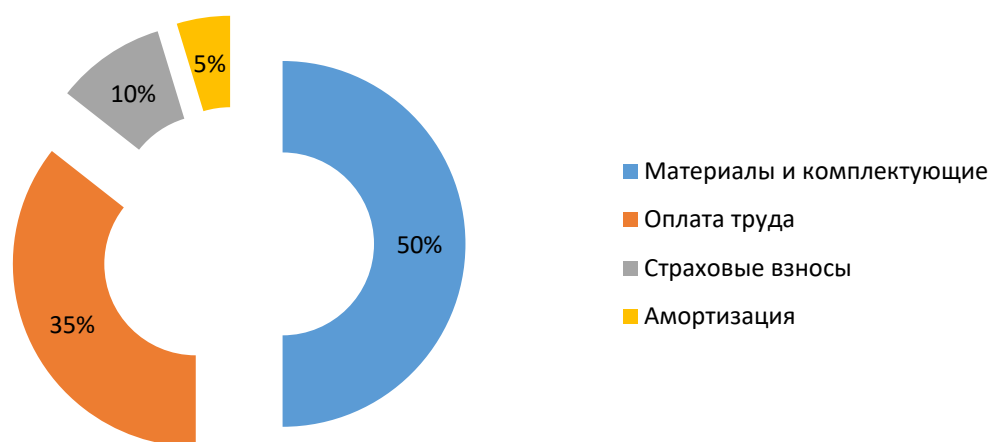


Рисунок 6 - Структуры затрат на выполнение работ

4.3 Расчет экономической эффективности

Определим экономическую эффективность ремонта участка от установки ремонтной конструкции на трубопроводе диаметром 1220 мм. Предположим, что дефектные повреждения, подлежащие замене, в сумме располагаются в диапазоне 1000 м в количестве 10шт. Произведем экономический расчет затрат по замене дефектных участков.

Стоимость строительно-монтажных работ, труб и материалов по замене дефектных участков трубопровода диаметром 1220 мм определяется по формуле:

$$C_B = C_{СМР} + C_{ТР} + C_{МАТ} = 75\,000\,000 \text{ руб.}$$

где C_B [10⁶ руб/км] – общая стоимость работ; $C_{СМР} = 70 \cdot 10^6$ руб/км – стоимость строительно-монтажных работ; $C_{ТР} = 3 \cdot 10^6$ руб/км – стоимость трубы; $C_{МАТ} = 2 \cdot 10^6$ – стоимость материалов.

Экономический эффект участка от внедрения композитно-муфтовой технологии ремонта:

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение					Лист
					80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$\Xi_y = C_B - \Xi_{\text{соб.зат}} = 75\,000\,000 - 10 * 1\,212\,238,20 = 62\,877\,618 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Социальная ответственность

При производстве ремонтных работ на нефтепроводах важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при ремонте нефтепровода.

Рабочая зона представляет собой ремонтный котлован, в котором непосредственно происходит установка на магистральный нефтепровод ремонтной конструкции.

Устранение дефектов на магистральном нефтепроводе – это неотъемлемая часть процесса эксплуатации трубопроводов. Ремонт нефтепровода – это процесс восстановления его несущей способности до уровня, который имеет бездефектный нефтепровод, на все дальнейшее время его эксплуатации.

Ремонтная конструкция – представляет собой конструкцию, устанавливающуюся на трубопровод с целью ремонта дефекта.

5.1 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.002-2014 [19] факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

Опасный производственный фактор – это фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего при определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. То есть, он может быть причиной острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья и смерти.

					Технология проведения безостановочного ремонта магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кривенков А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					82	103
Консульт.		Абраменко Н.С.				ТПУ гр. 254Б		
Рук-ль ООП		Брисник О.В.						

Вредный производственный фактор – это фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

К определенным условиям относятся следующие условия труда:

- интенсивность;
- длительность;
- тяжесть;
- напряженность.

Неблагоприятные условия труда, которые могут вызвать профессиональное заболевание, временное или стойкое снижение работоспособности привести к нарушению здоровья потомства.

По природе опасные и вредные производственные факторы подразделяют на следующие группы:

Для исключения или обеспечения минимального влияния вредных и опасных факторов в процессе трудовой деятельности есть системы законодательных актов и мероприятий, направленных на сохранения жизни здоровья работников. Данные свод правил регулирует такие факторы, как санитария, техника безопасности, пожарная и взрывная безопасность. Данные факторы указаны в таблице 13.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ по ГОСТ 12.0.003 – 2015[20].

Наименование работ	видов	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
		Вредные	Опасные	
1		2	3	4
1. Земляные работы; 2. Очистка трубопровода изоляции; 3. Проведение диагностических работ 4. Сварочно	от –	1. Повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума; 2. Повышенным уровнем общей вибрации;	1. Факторы связанные с электрическим током; 2. Факторы физической природы (обусловленные свойствами воспламеняться,	- ВРД 39-1.10-006-2000* [20] - ГОСТ Р 51164-98 [21] - ГОСТ 9-602-2005 [22] - ГОСТ 12.0.003-74 [23] - ГОСТ Р

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

монтажные работы; 5. Изоляционно – укладочные работы; 6. Контроль качества; 7. Рекультивация земель.	3. Факторы с повышенным уровнем ионизирующих излучений; 4. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения.	гореть, тлеть, взрываться и т.п.); 3. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносающие удар по телу работающего.	12.1.019-2009 [24] - ГОСТ 12.1.030- 81 ССБТ [37]; - ГОСТ 12.4.124- 83. ССБТ [37]. ГОСТ 5542-2014 [38] ОСТ 51-45-76 [39]
---	--	--	--

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ подводного перехода магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнем звукового давления, превышающими 135 дБА [21].

К основным источникам шума относится работающая техника и оборудование, такие как краны-трубоукладчики, экскаваторы, шлифмашинки. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках.

Коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи, кабины);
- использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного использования, вкладыши «Беруши»), заглушающая способность которых составляет 6-8 дБА. В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

2. Повышенным уровнем вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используется средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих на путях распространения вибрации от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них);
- введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих.

3. Факторы с повышенным уровнем ионизирующих излучений;

В зависимости от группы критических органов в качестве основных дозовых пределов регламентирована предельно допустимая доза (ПДД). При облучении всего тела и для I группы критических органов установлено значение ПДД (для категории А) 50 мЭв (5 бэр) в год. Для II и III групп

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

критических органов ПДД равна 150 и 300 мЭв (15 и 30 бэр) в год соответственно. [21].

Основным источником ионизирующего излучения является сварка, которая проводится непосредственно в ремонтном котловане. Для защиты от ионизирующего излучения работки применяют специальные костюмы, перчатки и маску, которая сводит к минимуму влияние данного излучения на человека.

4. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работы не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении ремонтно-восстановительных работ магистрального нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего(в том числе движущиеся машины)

Скорость движения автотранспорта по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должна превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок, траншей и котлованов разрешается только за пределами призмы обрушения грунта.

Для проезда строительной техники через действующие трубопроводы и другие подземные коммуникации предусмотрено устройство переездов, обеспечивающих их сохранность и безопасную эксплуатацию.

2. Факторы, связанные с электрическим током

Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки.

3. Факторы физической природы (обусловленные свойствами воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться и т.п.);

В целях предотвращения аварийных ситуаций, которые представляют для объекта пожарную опасность, необходимо контролировать соблюдение

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

следующих требований для технологических трубопроводов НПС, согласно ВППБ 01-05-99.

- На технологические трубопроводы НПС должна быть составлена схема, на которой каждый трубопровод должен иметь обозначение, запорная арматура номер. Трубопроводы окрашиваются в соответствии с требованиями действующих стандартов с нанесением стрелок, указывающих направление потока.

- Обслуживающий персонал обязан знать технологическую схему трубопроводов, расположение задвижек и их назначение и уметь переключать задвижки в соответствии с ПЛА.

- Технологические трубопроводы должны оборудоваться вспомогательной обвязкой и передвижными откачивающими средствами для освобождения от нефти при аварии, пожаре или ремонте. Запорная арматура должна иметь указатели «Открыто» - «Закрыто».

- Не допускается применение заглушек для отключения трубопровода, останавливаемого на длительное время, от другого трубопровода, находящегося под давлением.

- Лотки, в которых находятся технологические трубопроводы, необходимо присоединять к производственно-ливневой канализации и периодически промывать водой от скопившейся грязи и отходов нефти.

- При ремонте трубопроводов применяемые фасонные соединительные детали, прокладки и крепежные изделия по качеству и технической характеристике материала должны отвечать требованиям соответствующих стандартов или технических условий;

- Во избежание образования пробок в трубопроводах, по которым транспортируются нефти с температурой застывания;

- При прокладке технологических трубопроводов в каналах и траншеях (открытых и закрытых) необходимо осуществлять контроль за исправным состоянием разделительных глухих перемычек (диафрагм);

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Технологические трубопроводы, арматуру и устройства на них следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ. Результаты осмотров необходимо заносить в журнал осмотров и ремонтов технологических трубопроводов.

- Ремонтные работы на трубопроводах ГУС необходимо проводить на отглушенных и очищенных от конденсата и паров нефти участках трубопровода, при наличии наряда-допуска.

Так же должны соблюдаться и общие требования, которые предъявляются к объектам повышенной опасности:

- все оборудование, применяемое для проведения работ, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении;

- место проведения работ должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения;

- место проведения работ должно быть оборудовано средствами для оказания медицинской помощи при ожогах, и прочих видов термического воздействия на организм человека, в том числе ожог дыхательных путей и внутренних органов;

- не допускается присутствие посторонних лиц на месте проведения работ;

- при работе с приборами допускаются рабочие прошедшие проверку знаний по охране труда, электробезопасности, пожарно-технической безопасности, промышленной безопасности и имеющие соответствующие удостоверения, а так же удостоверения по технике безопасности и рабочей специальности;

- допускаются лица, достигшие 18 лет;

- работники должны иметь спец. одежду и индивидуальные средства защиты;

- весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности путем инструктажей.

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

К необходимым средствам пожаротушения относятся первичные средства тушения пожаров.

В состав первичных средств тушения пожаров должно входить следующее оборудование:

- ящики с песком;
- кошма 1х1 м²,
- асбестовое полотно;
- огнетушители;
- водопроводная вода.

Асбестовое полотно и одеяло из кошмы применяют для тушения веществ и материалов, горение которых прекращается без доступа воздуха.

Этими средствами полностью покрывают очаг пожара. Эти средства эффективны при пожаре, возникающем на гладкой поверхности (по полу помещения) и площади загорания меньше размера полотна или одеяла.

Песком тушат или собирают небольшие количества пролившихся ЛВЖ, ГЖ или твердых веществ, которые нельзя тушить водой.

Огнетушители - переносное или передвижное устройство, предназначенное для тушения очага пожара оператором за счет выпуска огнетушащего вещества, с ручным способом доставки к очагу пожара, приведения в действие и управления струей огнетушащего вещества.

По содержанию огнетушащего вещества и функциональному назначению огнетушители делятся на углекислотные, воздушно – пенные, порошковые и аэрозольные огнетушители. [23].

5.4 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при ремонте магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с рабочим проектом.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия и не нарушать

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

условия землепользования, установленные законодательством об охране природы. Влияние на атмосферу в виде легких нефтепродуктов в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы, легко смываются водными потоками. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40% легких фракций нефти. Летучие углеводороды, входящие в состав нефтепродуктов под воздействием ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В качестве способа борьбы возможно Снижение температуры нефти и нефтепродуктов, улучшение герметизации емкостей, установки, удавливающие пары углеводородов. Влияние на атмосферу в виду того, что тяжелые фракции нефти малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, очищение природной среды от них протекает с трудом. Тяжелые нефти, содержащие смол, асфальтенов и тяжелых металлов оказывают токсичные воздействия на организмы и изменяют воднофизические свойства почв. В частном случае ухудшают их свойства. Способ борьбы - Внесение минеральных удобрений, известки, рыхление почвы для улучшения доступа кислорода и окисления нефти и нефтепродуктов.

В гидросфере нефть и нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде достаточно небольшого количества нефти, чтобы ухудшилось качество и свойство воды. Поэтому необходимо применение нефтесборщиков, сорбентов и боновых заграждений.

В биосфере влияние оказывает любая из форм серы, находящейся в нефти (сероводород, сульфиды, меркаптаны, свободная сера), оказывает токсичное воздействие на живые организмы. А так же нефть замедляет процесс роста растений, хлороз, некроз. В качестве борьбы используют технологию биоремедиации в основе которой лежит использование специальных микроорганизмов на основе окисления углеводорода или биохимических препаратов.

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Экологический мониторинг проводится с целью обеспечения экологической безопасности объекта и для уменьшения неблагоприятных последствий изменения состояния окружающей среды при ремонте и эксплуатации проектируемого объекта.

В процессе экологического мониторинга осуществляется отслеживание экологической обстановки в зоне влияния рассматриваемого объекта и сопоставление фоновой и фактической ситуации.

Финансирование деятельности по осуществлению экологического мониторинга в период эксплуатации выполняется за счет эксплуатационных затрат, при ремонте – за счет накладных расходов.

В период нормальной эксплуатации МН негативного воздействия на окружающую среду не происходит, так как отсутствуют источники загрязнения атмосферы, сбросов и загрязнений земельных ресурсов. В связи отсутствием негативного воздействия проведение постоянных наблюдений за окружающей средой не требуется.

Тем не менее, проектом рекомендуется проведение локального экологического мониторинга при эксплуатации рассматриваемого участка МН.

Для проведения локального экологического мониторинга выполняется производственный экологический контроль.

Порядок проведения производственного эколого-аналитического контроля (ПЭАК) определяется планам-графиками, которые составляются при разработке томов ПДВ, ПДС, лимитов на размещение отходов и разрешительной документации, где указаны условия лицензионной деятельности.

Мониторинг поверхностных вод включает контроль качества вод в двух створах, расположенных в 500 м выше и в 500 м ниже по течению от створа подводного перехода. Контролируемое вещество – нефтепродукты. Периодичность контроля – один раз в год. [24].

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При проектировании основными мероприятиями по защите подземных вод в период эксплуатации нефтепродуктопровода являются: исключение сброса стоков вод в подземные воды и усиленная изоляция труб.

Мониторинг земель выполняется независимо от форм собственности на землю и характера использования земельных ресурсов. При эксплуатации МН осуществляется локальный мониторинг земель. Периодичность наблюдения – один раз в год, постоянно, в течение всего периода эксплуатации нефтепродуктопровода.

Мониторинг земель включает в себя следующие наблюдения:

- за процессами, связанными с развитием водной и ветровой эрозии;
- за заболачиванием;
- за загрязнением земель нефтью;
- за процессами, вызванными образованием оврагов.

Оценка состояния земель выполняется визуально при осмотре участка МН обходчиками. В случае обнаружения высокого уровня загрязнения почв разрабатываются мероприятия по их рекультивации.

Мониторинг земель включает контроль над соблюдением за целевым использованием земель в охранной зоне МН.

Для своевременного обнаружения утечек производится измерение количества нефти в начале и в конце контролируемого участка трубопровода, разрабатываются и внедряются системы по обнаружению утечек: параметрическая и по волне давления, которые позволяют отследить и обнаружить утечку нефти на участке МН.

Проектной документацией предлагается проведение экологического мониторинга до начала ремонта, во время его, и после завершения ремонтных работ. Мониторинг направлен на получение информации о фактическом состоянии компонентов природной среды.

Мониторинг земель при выполнении ремонтных работ на нефтепродуктопроводе осуществляется локальными силами:

В процессе мониторинга земель ведутся наблюдения:

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- за границами изъятия земель в краткосрочную аренду;
- за состоянием земель стоянок техники и мест временного размещения отходов.

Оценка состояния земель выполняется путем сравнения фактических показателей с исходными и проектными.

Объектами контроля за загрязнением почвы отходами являются ремонтные площадки.

Мониторинг загрязнения атмосферы в период ремонта дефектных секций МН проводить не требуется, так как негативного воздействия на воздух ближайшего населенного пункта не произойдет.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения в течение короткого периода времени экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности. Таким образом, в чрезвычайных ситуациях возникают экстремальные условия для человека.

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

Наиболее вероятна чрезвычайная ситуация связанная с выходом нефти на поверхность земли, может произойти отрицательное воздействие на поверхность земли, воды, и атмосферный воздух. Последствия загрязнения проявляются в течение длительного времени.

Охрана земельных угодий при аварии заключается в следующем:

- отключение аварийного участка;
- локализация аварийного разлива;
- устранение аварийной ситуации.

					Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для ликвидации загрязнения атмосферного воздуха при аварийной ситуации следует в кратчайшие сроки ликвидировать загрязнения поверхности земли и воды.

Для исключения возникновения аварийных ситуаций рекомендуется:

- своевременно проводить планово-предупредительные ремонты;
- запретить оставлять открытой запорную арматуру на неработающем нефтепродуктопроводе;
- исполнителей работ обязательно ознакомить с правилами ведения работ в охранной зоне МН.

В связи с тем, что загрязнение окружающей среды при аварийных разливах нефти не подлежит нормированию, вся масса происходивших при этом выбросов углеводородов в атмосферу, масса нефти, загрязнившей земли, должна учитываться как сверхлимитная.

Плата за загрязнения окружающей среды разлившейся нефтью при авариях на МН не освобождает эксплуатирующие их предприятия от своевременного проведения мероприятий по ликвидации последствий аварийных разливов нефти и соблюдения требований и правил, предусмотренных Федеральным законом № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно Трудовому кодексу РФ работник имеет право на:

- заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;
- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами.

Работник обязан:

- добросовестно исполнять свои трудовые обязанности, возложенные на него трудовым договором;
- соблюдать правила внутреннего трудового распорядка;
- соблюдать трудовую дисциплину;
- выполнять установленные нормы труда;
- соблюдать требования по охране труда и обеспечению безопасности труда;
- бережно относиться к имуществу работодателя (в том числе к имуществу третьих лиц, находящемуся у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества) и других работников;

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- незамедлительно сообщить работодателю либо непосредственному руководителю о возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества работодателя (в том числе имущества третьих лиц, находящегося у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества).

Продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

Коллективным договором может быть предусмотрено увеличение продолжительности ежедневной работы (смены) по сравнению с продолжительностью ежедневной работы (смены), установленной частью второй настоящей статьи для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, при условии соблюдения предельной еженедельной продолжительности рабочего времени (часть первая статьи 92 настоящего Кодекса) и гигиенических нормативов условий труда, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

В случае если для проведения работ задействованы работники, работающие по вахтовому методу, то режим работы изменяется следующим образом:

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.7 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля:

- постоянный контроль работниками исправности оборудования, приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;
- выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место [15].

Инструктажи по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводят инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности (ответственный за проведение работ из ряда ИТР, начальник структурного подразделения или иное лицо, имеющее на это право).

Необходимо проведение регулярных практических занятий для приобретения устойчивых навыков использования необходимых технических средств, СИЗ, приспособлений и соблюдения необходимых мер безопасности в период проведения учебных мероприятий.

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность
(дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном
действующим законодательством.

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В выпускной квалификационной работе была проанализирована целесообразность выбора технологии из трех современных Clock Spring, KMT и STOPPLE в зависимости от вида дефекта. Помимо этого, были проанализированы руководящие документы и нормативные требования к технологиям устранения дефектов на магистральных нефтепроводах.

Для рассмотрения был выбран виртуальный магистральный нефтепровод, на котором присутствует трещина с течью нефтепродуктов. В результате для ремонта магистрального нефтепровода без остановки перекачки была выбрана технология STOPPLE. Данный метод отвечает современным требованиям ремонта. Его применение позволяет максимально снизить трудоемкость работ и затраты ресурсов относительно традиционных методов, повысить безопасность ремонта и снизить риски загрязнения окружающей среды. Основным преимуществом данного метода является его универсальность по отношению к видам дефектов.

Произведен расчет условного магистрального нефтепровода на прочность и устойчивость. По его результатам можно установить, что условия прочности и устойчивости рассматриваемого магистрального нефтепровода соблюдаются.

					Технология проведения безостановочного ремонта магистрального нефтепровода				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Кривенков А.В.				Заключение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Радюк К.Н.								
Консульт.							100	103	
Рук-ль ООП	Брисник О.В.					ТПУ гр. 254Б			

Список литературы:

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменением N 1);
2. РД-23.040.00-КТН-201-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций
3. ОР-19.100.00-КТН-010-10 Порядок проведения дополнительного дефектоскопического контроля дефектов труб магистральных трубопроводов.
4. Муравьев А.И. Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных нефтепроводов. 2016г;
5. ClockSpring Leading Composite Pipeline Repair Solutions Clock Spring Company, Inc. [Электронный ресурс]. – режим доступа: <https://www.clockspring.com/> – 11.05.18.
6. Садомцев, Алексей Анатольевич, Техногенная безопасность объектов топливно-энергетического комплекса: Автореф. дис. ... канд. тех. наук. – Москва, 2012. – 89 с
7. Садомцев А.А. Снижение рисков аварий при применении современных технологий восстановления нефтепроводов / Материалы международной конференции - Норвегия.2006.
8. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013. – С. 40-45.
9. Обслуживание трубопроводов - T.D. Williamson [Электронный ресурс]. – режим доступа: <http://www.tdwilliamson.ru/>– 12.05.18.

					Технология проведения безостановочного ремонта магистрального нефтепровода				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Кривенков А.В.				Список литературы	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Радюк К.Н.						101	103	
Консульт.						ТПУ гр. 254Б			
Рук-ль ООП	Брисник О.В.								

- 10.Черняев К.В., Васин Е.С. Система безопасной эксплуатации и продления срока службы магистральных нефтепроводов / Трубопроводный транспорт нефти – М.: 1998. – №11. – С. 16-21.
- 11.ОР-20.02-74.20.36-КТН-006-1-05 Регламент о порядке организации работ по выбору и предоставлению земельных участков для строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».
- 12.СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ»
- 13.ОР-91.010.30-КТН-345-09 Порядок разработки проектов производства, работ на строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
- 14.РД-91.010.30-КТН-246-09 Положение по разработке проектов организации строительства, (в составе проектной и рабочей документации) для строительства и капитального ремонта объектов магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть». ВСН 31-81 Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности.
- 15.ОР-15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 с изм. №0-4 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов.
- 16.ПБ 03-440-02 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.
- 17.ОР-03.120.00-КТН-071-09 Требования к аттестации специалистов неразрушающего контроля, выполняющих работы на объектах ПАО «Транснефть».

					Список литературы	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 18.РД-23.040.00-КТН-090-07 с изм. № 1-5 Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.
- 19.ГОСТ 12.0.002-2014. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения
- 20.ГОСТ 12.0.003-2015. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 21.НиП II-12-77 Нормы проектирования. Защита от шума.
- 22.НРБ-76/87 Нормы радиационной безопасности.
- 23.Федеральный Закон №116 О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
- 24.Федеральный закон № 7-ФЗ Об охране окружающей среды.
- 25.РД-75.180.00-КТН-164-06 Технология проведения работ по композитно-муфтовому ремонту магистральных трубопроводов.
- 26.РД-23.040.00-КТН-386-09 Технология ремонта магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с давлением до 6,3 МПа

					Список литературы	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		